Office national de l'énergie

National Energy Board

Rapport annuel 2001 au Parlement

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2002
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-2001-1E
ISBN 0-662-31834-X

This report is published separately in both offic languages.

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Internet : http://www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2002
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE1-2001-1F
ISBN 0-662-86871-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande :
Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Internet : http://www.neb-one.gc.ca

Imprimé au Canada

Mention de sources :

Conception de la couverture :
Jason Selinger

Mise en page :
Donna Dunn

Photos en page couverture :
© Keith Wood/Getty Images Stone
© Masterfile

102-04398/

Le 15 mars 2002

L'honorable Herb Dhaliwal, C.P., député
Ministre de Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le Rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'année terminée le 31 décembre 2001, conformément aux dispositions de l'article 133 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C., 1985, ch. N-7.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de mes sentiments les plus distingués.

Le président,

Kenneth W. Vollman

TABLE DES MATIÈRES

Lettre du président 1

Contexte de fonctionnement 2

Faits saillants des activités de réglementation 5

Aperçu de la situation énergétique 10

Sécurité et environnement 26

Efficience économique 34

Participation du public 40

Un riche bassin d'expérience 44

Suppléments

I ***Le mandat de l'Office*** *47*

II ***Compagnies relevant de la compétence de l'ONÉ*** *51*

III ***Documents*** *54*

IV ***Instances*** *56*

V ***Coopération avec d'autres organismes*** *60*

VI ***Liste des annexes*** *64*

VII ***Structure de l'ONÉ*** *66*

VIII ***Liste des abréviations*** *68*

Nos buts :

Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.

Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.

LETTRE DU PRÉSIDENT

La volatilité qui a marqué les marchés énergétiques en 2001 a mis leur capacité d'adaptation à rude épreuve. Au début de l'année, les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont grimpé à des niveaux jamais vus, une crise a frappé le marché de l'électricité de la Californie et les prix du pétrole ont atteint des sommets inconnus depuis la guerre du Golfe en 1991. Dès le printemps toutefois, les prix du gaz et du pétrole ont commencé à redescendre pour se rétablir à leur niveau normal pendant l'été. En Californie, la crise s'est résorbée à mesure que la consommation d'électricité a diminué et que les approvisionnements ont augmenté. Ces événements ont démontré que les marchés énergétiques pouvaient résister à de fortes fluctuations des prix.

Une des principales responsabilités de l'Office national de l'énergie est de rendre compte à la population canadienne du fonctionnement d'un réseau efficient pour le transport de combustibles hydrocarbonés destinés aux utilisateurs d'énergie. Je suis heureux de signaler que l'infrastructure pipelinière canadienne a extrêmement bien répondu aux exigences du marché en 2001, en assurant la livraison fiable de gaz naturel, de pétrole brut et de produits pétroliers d'une valeur globale d'environ 85 milliards de dollars.

Lorsque l'Office évalue une demande concernant de nouvelles installations, il s'assure de concilier les aspects économiques, environnementaux et sociétaux du projet. L'Office reconnaît aussi que les sociétés qui prévoient faire de gros investissements doivent posséder une idée claire et précise des exigences réglementaires et des délais à respecter. Au cours de l'année, l'Office a collaboré avec d'autres agences et organismes pour élaborer un plan de coopération en vue d'un examen coordonné des demandes éventuelles pour la construction d'un gazoduc dans le Nord.

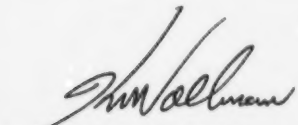
L'Office est également chargé de promouvoir le respect des normes de sécurité lors de la construction et l'exploitation des pipelines de ressort fédéral. Or les pipelines demeurent l'un des moyens de transport les plus sûrs; les Canadiens et les Canadiennes peuvent vaquer à leurs occupations sans se soucier des hydrocarbures qui circulent sans heurt dans plus de 40 000 kilomètres de canalisations assujetties à la réglementation de l'Office. En 2001, les deux ruptures d'importance survenues au Canada n'ont occasionné aucune blessure à un membre du public.

La sécurité des pipelines est plus préoccupante depuis le 11 septembre 2001. L'Office, l'industrie et d'autres organismes gouvernementaux ont entrepris d'étudier diverses façons d'améliorer la sécurité du réseau pipelinier canadien. Des modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie* ont été proposées afin d'aider l'Office à promouvoir une infrastructure énergétique sûre.

L'Office veille en outre à ce que les pipelines soient exploités de manière à protéger l'environnement. Il adopte progressivement un mode de réglementation axé sur les buts afin d'améliorer la prise en charge par l'industrie de son rendement en matière d'environnement. Pour mener à bien cette stratégie, l'Office a entrepris en 2001 de vérifier l'ensemble des programmes environnementaux des sociétés qu'il réglemente. À mon avis, les sociétés pipelinières s'activent davantage à prendre en charge, comme il se doit, leurs responsabilités environnementales. Au cours de l'année, aucun incident pipelinier survenu au Canada ne s'est traduit par une dégradation grave de l'environnement.

L'Office continue de favoriser la participation des Canadiens et des Canadiennes à ses activités. Il a tenu des réunions et des audiences dans différentes localités du pays et ses membres se sont rendus à des endroits où il est plus difficile d'avoir un contact direct avec l'Office, notamment la région de l'Atlantique. L'Office continuera de développer sa capacité de consultation de la population canadienne, la compréhension de ses besoins et l'élimination des obstacles qui nuisent à sa participation aux processus de l'Office.

Les résultats décrits dans le présent rapport prouvent à mon avis que l'ONÉ s'est beaucoup rapproché de ses buts et qu'il a bien exercé son mandat de protecteur des intérêts de toute la population canadienne.



Kenneth W. Vollman

CONTEXTE DE FONCTIONNEMENT

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est chargé d'évaluer les projets énergétiques qui relèvent de sa compétence et d'assurer qu'ils sont conformes à l'intérêt public. Il s'efforce de protéger l'environnement, de maximiser les retombées économiques pour les Canadiens, d'assurer la sécurité du public et de respecter les droits des propriétaires fonciers. Toutefois, l'intérêt public n'est pas statique. Il évolue constamment au gré des préférences sociétales et à mesure que l'on acquiert de nouvelles connaissances à propos du développement énergétique. L'Office se tient à l'écoute du milieu dans lequel il fonctionne et il est prêt à modifier sa démarche de réglementation pour tenir compte des nouveaux besoins des Canadiens.

Chacun des marchés des trois grands produits énergétiques de base a ses particularités. Le pétrole est vendu dans un marché mondial ouvert; la production et la consommation canadiennes ne représentent qu'une très faible partie de l'ensemble. C'est pourquoi les prix payés par les consommateurs canadiens et ceux que reçoivent les producteurs suivent de près l'évolution du marché mondial.

Le commerce du gaz naturel se fait principalement en Amérique du Nord et le marché canadien est intimement lié au marché américain. Le Canada exporte environ 57 % du gaz naturel qu'il produit et ces exportations constituent une part importante des approvisionnements en gaz de nos voisins du Sud. Dans un marché aussi fortement intégré, tout événement qui survient dans une région se répercute inévitablement sur le marché nord-américain tout entier. Bien qu'il se soit créé certains liens avec des marchés étrangers grâce au commerce du gaz naturel liquéfié, le développement d'un marché gazier international n'en est qu'à ses balbutiements.

Enfin, les marchés de l'énergie électrique sont encore de portée régionale dans l'ensemble, bien que le degré d'interconnexion soit en hausse.

Même si le marché de chacun des produits de base susmentionnés évolue dans un contexte qui lui est propre, une forte tendance de convergence s'est matérialisée ces dernières années. Le présent rapport a été rédigé en fonction de chacun de ces produits énergétiques.

Volatilité des prix de l'énergie

L'année 2001 a été caractérisée par une remarquable volatilité des prix de l'énergie, notamment pour le gaz naturel et l'électricité. En janvier, les prix du gaz naturel ont atteint des niveaux records de plus de 10 $US le millier de pieds cubes[1] en Amérique du Nord, ce qui a incité de nombreux analystes de l'industrie à déclarer que ces prix ne redescendraient plus jamais à 2 $US le millier de pieds cubes. Les prix du gaz ont pourtant chuté brusquement au printemps pour s'établir à moins de 2 $US le millier de pieds cubes au début de l'automne. Les prix de l'électricité ont eux aussi fracassé tous les records dans plusieurs régions au début de l'année, notamment en

1 Les sommes d'argent sont exprimées en dollars canadiens à moins d'indication contraire.

Californie, mais ont baissé au printemps et durant l'été. Les prix mondiaux du pétrole étaient vigoureux au début 2001, pour faiblir vers le milieu de l'année et se situer à moins de 20 $US le baril au bout des douze mois.

L'extrême volatilité des prix du gaz naturel a fait naître un climat d'incertitude, au détriment des efforts de planification des consommateurs et des producteurs. Les consommateurs en mesure d'opter pour un autre combustible et les consommateurs potentiels (ceux qui utilisaient d'autres combustibles auparavant) hésitaient à se tourner vers le gaz naturel. Quant aux producteurs, ils ont établi leurs budgets d'exploration et de mise en valeur avec plus de prudence. Il se peut également que l'incertitude au sujet des prix du gaz naturel ait perturbé la planification du développement des réserves de gaz naturel du Nord.

L'instabilité des prix a certes provoqué de l'incertitude durant l'année, mais il n'y a aucun doute que les mécanismes de rajustement du marché de l'énergie nord-américain sont très efficaces. En réaction contre le niveau élevé des prix du gaz naturel l'hiver dernier, le remplacement du gaz par du mazout a été considérable dans le secteur industriel. Pour leur part, les producteurs d'ammoniaque ont interrompu leur production et l'industrie pétrochimique a utilisé d'autres matières comme charge d'alimentation. De nombreux consommateurs d'électricité dans les régions frappées par les prix élevés ont trouvé le moyen de réduire leur consommation.

Il peut paraître exagéré de fermer une usine parce que les prix du gaz naturel sont élevés, mais il s'agit d'une réaction naturelle du marché. Comme les prix étaient élevés, le gaz disponible a été consommé par les utilisateurs finals qui l'appréciaient le plus, tandis que les utilisateurs qui l'appréciaient le moins ont été exclus du marché. Quant aux producteurs, ils ont réagi aux signaux de prix en effectuant plus de forages que jamais, ce qui s'est traduit par une augmentation de la production. Ces rajustements du marché ont provoqué l'abaissement des prix du gaz naturel, mais l'ampleur de la chute a été fortement influencée par le ralentissement de l'économie et les températures plus clémentes.

Il y a lieu de noter que les autorités gouvernementales ayant compétence sur ces questions en Amérique du Nord ont généralement refusé toute intervention majeure et ont préféré faire confiance aux mécanismes du marché pour que ce dernier s'adapte à la hausse des prix.

Restructuration de l'industrie pipelinière

Des changements structuraux fondamentaux se sont produits dans l'industrie canadienne du transport de gaz naturel. Les réseaux Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) et Vector Pipeline Ltd. (Vector) ont terminé une première année complète d'exploitation. Ils offrent des solutions de rechange pour la livraison de gaz naturel de l'Ouest canadien sur les marchés du centre du pays, qui étaient desservis uniquement par le réseau de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada). Le réseau Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) est en pleine exploitation sur la côte Est et les premières livraisons de gaz de l'île de Sable ont été effectuées aux utilisateurs résidentiels et commerciaux du Nouveau-Brunswick en 2001. Dans le sud de la Colombie-Britannique, BC Gas Utility Ltd. (BC Gas) exploite maintenant le pipeline Southern Crossing, solution de rechange pour la livraison de gaz produit en Alberta sur le marché du Lower Mainland auparavant desservi uniquement par le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast).

Ces nouveaux pipelines ont favorisé la concurrence entre les différents réseaux. Par ailleurs, beaucoup d'activités de consolidation ont eu lieu dans l'industrie. On note par exemple l'acquisition, en 1998, du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. (NOVA) en Alberta par TransCanada, et l'achat de Westcoast par Duke Energy Ltd. à l'automne de 2001. Ces changements ont eu pour effet d'intensifier la concurrence dans nombre de régions du pays, tout en laissant aux principaux transporteurs une emprise considérable sur les marchés.

Cette restructuration de l'industrie s'est reflétée sur le nombre d'audiences tenues par l'Office concernant les droits et les tarifs. Depuis plusieurs années, les expéditeurs et les transporteurs

réglaient à l'amiable la plupart des questions de droits mais dernièrement, l'Office a été saisi d'un certain nombre de questions. L'Office reconnaît qu'il sera difficile pour les sociétés pipelinières et les expéditeurs d'obtenir un consensus sur toutes les questions dans ce nouvel environnement concurrentiel. En conséquence, l'Office étudie différents mécanismes qui pourraient aider les parties à trouver des solutions conformes à l'intérêt public, mais autrement que dans le cadre d'une audience publique traditionnelle.

Contexte sociétal

L'Office rend des décisions sur les projets énergétiques qui touchent l'industrie directement. Ces décisions influent également sur les consommateurs d'énergie, les propriétaires de terrains situés le long des emprises pipelinières et toutes les personnes qui résident dans leur voisinage. De plus, les décisions de l'Office ont une incidence sur le niveau de protection environnementale que les sociétés intègrent dans leurs projets de construction. Bref, l'Office rend des décisions qui se veulent conformes à l'intérêt public en général.

En règle générale, l'Office n'est qu'un des nombreux organismes du secteur public chargés d'examiner les projets énergétiques et de s'assurer qu'ils sont conformes à l'intérêt public. Les projets pipeliniers sont habituellement du ressort de plusieurs autorités et chacune d'elles tient à sa façon à ce que ces projets se matérialisent de manière acceptable.

L'ONÉ s'est engagé à solliciter la participation des divers groupes d'intervenants ainsi qu'à collaborer avec les autres organismes de réglementation pour assurer que les intérêts pertinents de chaque groupe ont été pris en considération avant que la poursuite des projets énergétiques soit autorisée. En 2001, l'ONÉ a considérablement investi dans cet effort de collaboration avec les autres organismes de réglementation pour définir le procédé à suivre relativement aux demandes éventuelles concernant un important gazoduc depuis le Nord du Canada. En collaboration avec l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE), l'Office a également jeté les bases d'une démarche d'examen concernant un nouveau pipeline entre l'État de Washington et l'île de Vancouver via le détroit de Georgia.

Sécurité pipelinière

La tragédie du 11 septembre a fait prendre pleinement conscience de la nécessité d'assurer la sécurité de l'infrastructure pipelinière canadienne. L'Office a discuté de ces questions avec les sociétés pipelinières. La plupart se sont empressées d'agir proactivement et, entre autres mesures, elles ont augmenté le nombre de patrouilles, embauché des gardiens supplémentaires et renforcé la sécurité autour de leurs principales installations. De nombreuses sociétés ont fait vérifier leurs systèmes de sécurité par des tierces parties en les chargeant de déterminer les mesures à prendre afin de sécuriser leurs installations davantage.

L'Office se tient en contact avec le Bureau de la protection des infrastructures essentielles et de la protection civile, un organisme du gouvernement canadien, afin de répertorier les installations d'importance critique pour le fonctionnement du réseau pipelinier du pays. L'Office a également rencontré ses homologues des États-Unis pour discuter des démarches à privilégier en vue de protéger l'intégrité du réseau continental. L'Office est persuadé que les sociétés pipelinières canadiennes prennent les mesures qui s'imposent afin de protéger la sécurité de tous les pipelines du pays.

FAITS SAILLANTS DES ACTIVITÉS DE RÉGLEMENTATION

Au cours de 2001, l'Office s'est penché sur des demandes portant sur de nouvelles installations pipelinières, de nouvelles lignes internationales de transport d'électricité, des droits et tarifs ainsi que des activités d'exploration et de mise en valeur au nord du 60e parallèle.

La majorité des demandes traitées par l'Office se rapportaient à des améliorations courantes apportées à des installations réglementées en place, à des ordonnances d'exportation à court terme et à l'approbation de travaux d'exploration et de production dans les régions pionnières. De plus, l'Office a examiné des plaintes de propriétaires fonciers au sujet des travaux de construction et de remise en état effectués sur leurs terrains par les sociétés pipelinières. En 2001, l'Office a reçu plus de 550 demandes des sociétés réglementées, ainsi que 43 plaintes de propriétaires fonciers, soumises aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ), et 63 demandes en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC).

Parmi les autorisations accordées en vertu de la Loi sur l'ONÉ se trouvaient :

- 1 certificat d'utilité publique;
- 91 ordonnances et permis se rapportant à la construction et à l'exploitation de pipelines et de lignes de transport d'électricité en vertu de la partie III de la Loi sur l'ONÉ;
- 11 ordonnances se rapportant aux droits et tarifs de transport aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ;
- 335 permis et ordonnances pour l'exportation de gaz, de pétrole brut et d'électricité en vertu de la partie VI de la Loi sur l'ONÉ.

Toutes les décisions réglementaires rendues en 2001 sont listées aux annexes B, C et E.

Installations pipelinières

Après deux années d'agrandissements considérables de l'infrastructure de gazoducs (Alliance, Vector, M&NP et projet Southern Crossing de BC Gas), les audiences se sont limitées en 2001 à deux demandes portant sur des gazoducs d'envergure relativement faible. Les entreprises continuent de rechercher des solutions concurrentielles pour accroître leur souplesse de fonctionnement. Pour cette raison, Petro-Canada a soumis une demande de contournement du réseau de NOVA dans le sud-est de l'Alberta. Cartier Pipeline and Company, Limited Partnership (Cartier) a demandé la clarification d'une disposition du tarif de M&NP pour faciliter le développement d'une liaison par Cartier entre le réseau pipelinier de M&NP et la province de Québec. L'Office a également reçu une demande de Georgia Strait Crossing Pipeline Limited (GSX), qui souhaite établir une liaison entre l'État de Washington et l'île de Vancouver afin d'approvisionner en gaz des installations de production d'électricité.

En février 2001, l'Office a approuvé une demande soumise par Murphy Oil Company Ltd. en vue de construire un gazoduc de 323,8 mm[1] de diamètre sur 17,2 km depuis la région de Chinchaga en Colombie-Britannique jusqu'à une station de compression située à Manning, en Alberta.

1 L'Office utilise le Système international d'unités. Les facteurs de conversion approximatifs sont présentés dans une table en troisième de couverture du présent rapport.

Ce gazoduc permettra d'acheminer vers le marché le gaz naturel provenant de grands gisements qui ont été découverts dans cette région.

En décembre 2001, l'Office a autorisé Petro-Canada à construire un gazoduc de 71 km en grande partie composé d'une canalisation de 273,1 mm, depuis les propriétés de production de gaz naturel qu'elle exploite actuellement dans la région de Medicine Hat jusqu'au réseau de TransCanada à un point près de Burstall, en Saskatchewan.

L'Office a prévu entendre en 2002 la demande de GSX déposée en avril 2001. Les promoteurs de la partie canadienne du projet de gazoduc Millennium (auquel il est fait référence dans le rapport annuel de l'an dernier) ont retiré leurs demandes en 2001, en citant les retards de délivrance des autorisations réglementaires visant le projet de gazoduc Millennium aux États-Unis, des incertitudes à propos des activités commerciales et de commercialisation ainsi que la nécessité de modifier leurs demandes en profondeur pour refléter les changements apportés au projet depuis les dépôts initiaux.

En mai 2001, l'Office a approuvé une requête soumise par Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) visant la construction d'un oléoduc de 123 km de longueur et 914 mm de diamètre composé de trois tronçons distincts situés entre ses terminaux de Hardisty (Alberta) et Kerrobert (Saskatchewan). Il s'agit de la deuxième d'une série de phases prévues pour le programme d'agrandissement Terrace sur lequel l'industrie et Enbridge se sont entendues en 1998. La participation des Autochtones a été l'un des aspects importants de l'instance Terrace Phase II. En rendant sa décision, l'Office a encouragé le développement de partenariats valables entre les compagnies assujetties à la réglementation de l'ONE et les collectivités autochtones qui pourraient être touchées par des projets pipeliniers.

Questions de droits et de tarifs

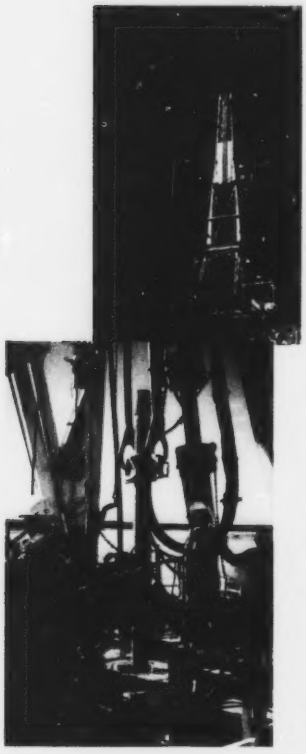
Des questions d'établissement de droits ont été traitées en 2001 après plusieurs années sans audience importante à ce sujet. L'Office a tenu quatre audiences sur des questions de droits et tarifs en 2001, soit deux concernant le dépôt de demandes de droits pour les compagnies du groupe 1, une en réponse à une demande de révision et de modification des droits et une en réponse à une plainte d'expéditeurs. L'Office, au terme d'une période de prise en compte des commentaires écrits, a également approuvé une demande concernant des droits qui avait été soumise par Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

L'Office a approuvé les droits demandés par TransCanada, mais a décidé qu'un partage prospectif des risques pourrait se révéler approprié. L'Office a fait savoir que cette question devrait faire partie d'un examen exhaustif de la méthode de conception des droits et des conditions tarifaires de TransCanada, et a ordonné à cette dernière de déposer une demande globale concernant les droits et les tarifs d'ici au 1er septembre 2002.

Après avoir approuvé un règlement sur les tarifs pour 2001 et 2002 négocié par M&NP et les intervenants sur son réseau, l'Office a entendu une preuve concernant l'application et l'interprétation appropriées de la politique sur les latéraux de M&NP. L'Office a jugé qu'un gazoduc hypothétique de 260 km s'étendant d'un point du réseau principal de M&NP près de Fredericton à la frontière Nouveau-Brunswick - Québec serait considéré comme un prolongement du réseau principal et non un latéral, et qu'une proposition de cette nature débordait du cadre de la politique sur les latéraux. Il sera nécessaire d'établir la méthode de conception des droits et la faisabilité économique de ces installations dans le cadre d'instances distinctes.

En ce qui concerne l'audience visant la demande de révision de BC Gas, l'Office a déterminé que le droit exigible pour la prestation du service sur le réseau pipelinier de Westcoast entre Kingsvale et Huntingdon, en Colombie-Britannique, devrait être déduit du droit approuvé lors d'une audience tenue en 1998, mais seulement après l'agrandissement du réseau de Westcoast depuis le sud de Kingsvale. Le droit actuel demeurera en vigueur jusqu'à ce que cet agrandissement devienne réalité.

En août 2001, l'Office a diffusé sa décision au sujet des droits exigés sur le pipeline Milk River. De nouveaux droits ont été établis en fonction d'un coût du service approuvé et d'une modification de la conception des droits par suite d'une plainte déposée par un groupe de producteurs et d'expéditeurs. C'était la première fois que l'Office déterminait le montant des droits d'une compagnie pipelinière du groupe 2[1] depuis que la réglementation financière des petites pipelinières en fonction de plaintes a été imposée en 1985.



Transport d'électricité

La hausse des prix de l'électricité survenue à la fin de 2000 et au début de 2001 ainsi que l'ouverture de marchés concurrentiels d'électricité en gros aux États-Unis ont suscité un intérêt croissant en faveur du renforcement des liaisons entre les différents réseaux électriques de l'Amérique du Nord. En 2001, l'Office a reçu trois demandes concernant de nouvelles lignes internationales de transport d'électricité et a institué une instance visant le projet de ligne Sumas Energy 2 Inc. (Sumas). L'Office n'avait reçu que deux demandes pour la construction de telles lignes durant les cinq années précédentes. En février 2001, après avoir appris qu'une demande connexe de Sumas visant la construction d'une centrale électrique au gaz naturel dans l'État de Washington serait refusée, l'Office a ordonné que son instance soit ajournée jusqu'à nouvel ordre[2].

L'Office examine actuellement des demandes concernant des lignes internationales soumises respectivement par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB), la Société de transmission électrique de Cedars Rapids ltée et la Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba).

Activité dans les régions pionnières

En ce qui concerne les ressources dans les régions pionnières, l'évaluation des demandes visant de nouvelles installations a tenu l'Office particulièrement occupé en 2001. Les groupes de producteurs ont annoncé qu'ils continuaient d'effectuer des études de faisabilité sur un important gazoduc depuis le delta du Mackenzie. Les propriétaires de réserves de gaz naturel situées sur le versant Nord de l'Alaska ont annoncé pour leur part qu'ils étudiaient la possibilité d'acheminer du gaz vers les marchés du Sud. À ce jour, aucune demande de construction d'un gazoduc n'a été présentée. De nombreux analystes de l'industrie croient qu'il

1 Les compagnies de gazoduc et d'oléoduc du groupe 1 sont les grandes compagnies pipelinières sur lesquelles l'ONÉ exerce une surveillance réglementaire directe. Les compagnies du groupe 2 sont toutes les autres pipelinières assujetties à la réglementation de l'ONÉ.

2 En date du 20 décembre 2001, le Washington State Energy Facility Site Evaluation Council étudiait une demande modifiée présentée par Sumas. En conséquence, il est possible que Sumas dépose une demande auprès de l'ONÉ plus tard.

sera nécessaire de mettre en valeur les ressources de ces régions malgré l'instabilité qui règne sur les marchés du gaz.

L'exploration se poursuit dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort ainsi que dans la zone centrale de la vallée du Mackenzie. Des programmes de géophysique d'envergure ont été exécutés en 2000 et en 2001, et les forages de puits d'exploration sont en hausse. L'activité s'est poursuivie à un rythme régulier dans la zone centrale de la vallée du Mackenzie; on a continué d'y effectuer tant des travaux de géophysique que des forages d'exploration.

Des travaux d'exploration et de production ont eu lieu près du hameau de Fort Liard dans le sud des Territoires du Nord-Ouest en 2001. La poursuite de ces activités est dorénavant faisable étant donné que la plupart des projets visés se trouvent maintenant à une distance rentable d'un réseau pipelinier qui dessert les marchés nord-américains.

La Colombie-Britannique continue de s'intéresser à la mise en valeur de son potentiel énergétique au large de la côte du Pacifique. Elle a constitué un comité d'évaluation scientifique chargé de déterminer si l'extraction des ressources en question est scientifiquement justifiée et responsable du point de vue environnemental. Un moratoire sur l'exploration au large de la côte Ouest est en vigueur depuis 1972.

Coopération en matière de réglementation dans le Nord

Le 2 mars 2001, les présidents des agences et organismes chargés des évaluations réglementaires et environnementales dans la vallée du Mackenzie (12 organisations, y compris l'ONÉ) ont diffusé conjointement un document intitulé *Conseils sur la préparation d'une trousse d'information préliminaire pour un projet gazier dans les Territoires du Nord-Ouest*. Les promoteurs de projets déposeront une trousse d'information préliminaire qui permettra aux agences et organismes d'évaluer les démarches possibles en vue d'établir un processus d'examen coordonné et réalisable en temps opportun.

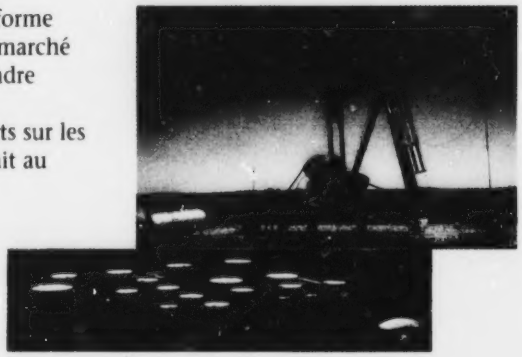
À la fin de l'année, les présidents avaient achevé d'élaborer un projet de plan de coopération pour l'examen coordonné de toute proposition de pipeline destiné au transport du gaz du Nord via les Territoires du Nord-Ouest. Les éléments du plan de coopération sont les suivants :

- des exigences communes en matière d'information sur la composante environnementale et la composante de réglementation du processus;
- l'élaboration de règles de procédure qui conviennent à tous les organismes et agences;
- une entente sur le partage de ressources humaines, notamment pour le soutien technique et logistique;
- des liens précis entre la composante d'évaluation environnementale et la réglementation du processus;
- un registre public conjoint pour améliorer l'accessibilité par le public.

Ce plan de coopération sera propice à l'efficacité, à la transparence et à la réalisation opportune des processus d'évaluation environnementale et de prise de décisions réglementaires. Le projet de plan de coopération sera communiqué au public pour que ce dernier fasse part de ses commentaires avant que la version définitive ne soit établie.

L'ONÉ a continué de participer au *Regulatory Road Maps Project* (projet de plan d'action pour la réglementation), qui consiste à élaborer des guides de réglementation relatifs à l'exploration, à la mise en valeur et à la production dans les domaines du pétrole et du gaz. Trois guides ont été publiés en 2001 : *Oil and Gas Approvals in the Northwest Territories - Inuvialuit Settlement Region* (autorisations relatives au pétrole et au gaz dans les Territoires du Nord-Ouest - région désignée des Inuvialuit), *Offshore Oil and Gas Approvals in Atlantic Canada - Newfoundland Offshore Area* (autorisations relatives au pétrole et au gaz dans le Canada atlantique - zone extracôtière de Terre-Neuve) et *Offshore Oil and Gas Approvals in Atlantic Canada - Nova Scotia Offshore Area* (autorisations relatives au pétrole et au gaz dans le Canada atlantique - zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse). Deux autres guides visant des zones des Territoires du Nord-Ouest sont en cours de préparation. Le Atlantic Canada Petroleum Institute, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP), Ressources naturelles Canada et l'université Memorial de Terre-Neuve ont commandité conjointement les guides sur les activités extracôtières dans les provinces Atlantiques. La CAPP et Affaires indiennes et du Nord Canada commanditent les guides relatifs aux Territoires du Nord-Ouest. Ils sont tous publiés dans Internet à www.oilandgasguides.com.

APERÇU DE LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE



Dans le cadre de ses activités de surveillance, l'ONÉ informe régulièrement le public canadien sur les tendances du marché de l'énergie. L'Office a une obligation législative de rendre compte de la situation relative à l'exportation et à l'importation d'énergie. En outre, il prépare des rapports sur les événements récents et sur ses prévisions en ce qui a trait au marché de l'énergie au Canada. Ces rapports sont intitulés *Évaluation du marché de l'énergie* (ÉMÉ). Un résumé des ÉMÉ publiées en 2001 se trouve à la partie du présent rapport intitulée Efficience économique.

L'aperçu qui suit présente un sommaire de l'offre, de la consommation, de la production, des prix et du commerce de l'énergie au Canada au cours des cinq dernières années, l'accent étant mis sur les activités en 2001[1]. Dans les annexes qui accompagnent le rapport annuel figurent des statistiques détaillées sur l'offre et l'utilisation de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité, les activités de l'industrie, les certificats délivrés à l'égard d'installations, et les ordonnances et licences d'exportation ainsi que les données financières sur les pipelines (voir la liste des annexes dans le supplément VI).

L'énergie et l'économie canadienne

En 2001, l'industrie énergétique représentait un peu plus de 6 % du produit intérieur brut (PIB) du Canada et elle employait environ 293 000 personnes. Les recettes découlant des exportations d'énergie ont représenté 12 % de toutes les exportations canadiennes, comparativement à 11 % l'année précédente. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des prix du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité, notamment au cours du premier semestre de l'année.

La production d'énergie au Canada s'est accrue d'environ 1 % en 2001, comparativement à une hausse de 2,5 % en 2000 (tableau 1). Mis ensemble, le pétrole et le gaz naturel ont représenté 75 % de la production. Depuis quelques années, l'accroissement de production de gaz naturel et de pétrole, y compris le pétrole brut et les liquides de gaz naturel (LGN), a été supporté par un certain nombre de facteurs : la croissance soutenue de l'économie nord-américaine, la hausse des prix du gaz et du pétrole, l'agrandissement de réseaux

TABLEAU 1
Production d'énergie par source d'énergie au Canada
(en pétajoules)

	1997	1998	1999	2000	2001[a]
Pétrole	5 446	5 627	5 420	5 631	5 640
Gaz naturel	5 953	6 125	6 189	6 403	6 531
Hydroélectricité	1 250	1 183	1 232	1 274	1 172
Énergie nucléaire	900	780	802	795	859
Charbon	1 897	1 651	1 589	1 516	1531
Ressources renouvables et autres	554	571	609	615	621
Total	16 000	15 937	15 841	16 234	16 354

(a) Estimations.
Sources : Statistique Canada, ONÉ

1 Les informations fournies reposent sur les données de 2001, lorsqu'elles sont disponibles. Dans certains cas (les réserves par exemple), les données de 2000 sont présentées.

TABLEAU 2
Consommation d'énergie par utilisation ultime au Canada
(en pétajoules)

	1997	1998	1999	2000	2001[a]
Chauffage des bâtiments	1 973	1 868	1 932	2 020	1 969
Transports	2 183	2 257	2 313	2 348	2 388
Autres utilisations[b]	3 493	3 403	3 489	3 747	3 653
Utilisation à des fins non énergétiques[c]	833	812	825	767	783
Production d'électricité[d]	2 142	2 185	2 181	2 185	2 241
Total	**10 624**	**10 525**	**10 740**	**11 067**	**11 034**

(a) Estimations.

(b) Comprend l'énergie utilisée pour la climatisation et la ventilation ainsi que diverses utilisations dans le secteur industriel.

(c) Comprend l'énergie utilisée pour les charges d'alimentation pétrochimiques, l'asphalte, les lubrifiants et autres.

(d) Comprend la consommation et les pertes des producteurs ainsi que les besoins au titre de la conversion de l'énergie nucléaire.

Sources : Statistique Canada, ONÉ

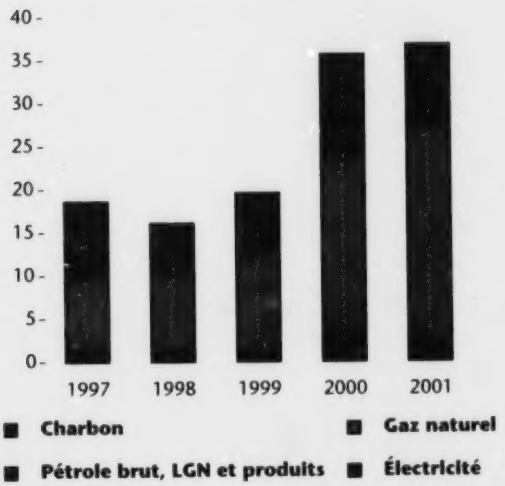
pipeliniers et les progrès technologiques. L'utilisation croissante du gaz naturel pour la production d'électricité, particulièrement aux États-Unis, est un autre facteur qui a fait augmenter la production de gaz au Canada. La production d'énergie a crû moins rapidement par suite du ralentissement de l'économie au Canada et aux États-Unis durant la deuxième moitié de 2001.

La production hydroélectrique a diminué en 2001, tandis que la production des centrales nucléaires a augmenté. La production de charbon s'est accrue de 1 %, mais est demeurée bien inférieure au sommet le plus récent, enregistré en 1997, surtout en raison de la chute des exportations. Les énergies renouvelables et autres combustibles, qui comprennent essentiellement le bois, les déchets de bois et la vapeur, ont continué de représenter environ 4 % de la production d'énergie.

Au cours de la période 1997-2001, la production d'énergie au Canada a augmenté de 0,5 % par année en moyenne, les hausses plus importantes au chapitre du pétrole et du gaz ayant été partiellement contrebalancées par une croissance plus faible, ou des baisses, pour ce qui concerne la production tirée des autres sources d'énergie.

D'après les estimations préliminaires, la demande d'énergie au Canada est demeurée relativement constante en 2001 après avoir augmenté de 2 à 3 % par année en 1999 et 2000 (tableau 2). Un certain nombre de facteurs se sont conjugués pour freiner la croissance de la demande : des températures hivernales plus clémentes que les normales saisonnières, la croissance économique plus lente et la réaction des consommateurs aux majorations des prix de l'énergie, notamment ceux du pétrole et du gaz naturel.

FIGURE 1
Recettes tirées de l'exportation des produits énergétiques
(en milliards de dollars)



Durant la période 1997-2001, la consommation d'énergie au Canada a augmenté de 4 %, soit quelque 1 % par année en moyenne. La plus forte croissance a été enregistrée dans les secteurs industriels et du transport et la plus faible s'est produite dans le chauffage des bâtiments et les autres utilisations. La demande a toutefois progressé à un rythme plus lent que l'économie au cours de cette période (3,3 % par année d'après le critère du PIB), ce qui témoigne de la baisse continue de l'intensité énergétique de l'économie (rapport de l'énergie consommée au PIB).

En 2001, les recettes brutes totales liées aux exportations de gaz naturel, de pétrole, d'électricité et de charbon se sont élevées à environ

58,0 milliards de dollars, un record comparativement aux sommets établis en 2000 et 1999, soit 54,5 milliards et 30,4 milliards, respectivement. L'excédent commercial du Canada au chapitre de l'énergie a lui aussi été exceptionnel pour une troisième année consécutive; il est passé à un chiffre record de 36,7 milliards de dollars (figure 1). Le gaz naturel a contribué pour 67 % de l'excédent (24,6 milliards de dollars); le pétrole brut, les LGN et les produits pétroliers pour 24 % (8,7 milliards); l'électricité et le charbon pour 6 et 3 %, respectivement.

FIGURE 2
Prix du WTI et du Brent
(en dollars US le baril)

Pétrole brut et liquides de gaz naturel

Marchés internationaux

Comme en 2000, les prix du pétrole se sont maintenus à des niveaux élevés en 2001. Le brut de référence West Texas Intermediate (WTI) s'est vendu de 26 à 30 $US le baril jusqu'au milieu de l'année, après quoi le repli de la demande causé par l'affaiblissement graduel de l'économie à travers le monde a fait reculer les prix. La chute de la demande de pétrole à compter de septembre a exacerbé les pressions à la baisse sur les prix, qui se sont situés à moins de 21 $US le baril en moyenne pour le reste de l'année. En ce qui concerne l'année complète, le prix du WTI s'est situé à une moyenne de 26 $US le baril, comparativement à 30 $US le baril en 2000 (figure 2).

Contrairement à l'année 2000, durant laquelle l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) avait accru la production pour répondre à la demande croissante dans le monde, l'année 2001 a été marquée par un ralentissement de l'économie mondiale, ce qui a incité le groupe à réduire la production. En 2000, l'OPEP a introduit un mécanisme de bande de prix visant à maintenir les prix dans la fourchette de 22 à 28 $US le baril, pour un « panier » de sept pétroles bruts de l'OPEP. En vertu de ce mécanisme, si le panier de l'OPEP demeure au-dessus de la barre des 28 $US le baril durant 20 jours consécutifs, la production est augmentée de 500 000 barils (79 000 mètres cubes) par jour. Si le prix du panier passe sous la barre des 22 $US le baril par jour pendant 10 jours, la production est réduite de la même quantité. Pour que les prix se maintiennent dans la fourchette désirée, l'OPEP a réduit ses contingents de production en février, en avril et en septembre 2001, pour une réduction totale de 3,7 millions de barils (588 000 mètres cubes) par jour.

Après le 11 septembre, l'OPEP n'a pas rajusté immédiatement ses niveaux de production, mais a préféré attendre afin de voir quels seraient les effets sur l'équilibre entre l'offre et la demande dans le monde. Pendant cette période, l'indice WTI a chuté jusqu'à environ 17 $US le baril. À sa réunion de la mi-novembre 2001, l'OPEP a décidé qu'elle réduirait sa production de 1,5 million de barils (238 000 mètres cubes) par jour à compter du 1er janvier 2002, mais seulement si les pays non membres de l'OPEP réduisaient la leur de 500 000 barils (79 000 mètres cubes) par jour. À la fin de l'année, un groupe de pays non membres de l'OPEP comprenant la Russie, la Norvège, le Mexique, l'Oman et l'Angola avaient accepté d'appuyer l'OPEP, de sorte que l'indice WTI est remonté jusqu'à environ 20 $US le baril.

TABLEAU 3
Production canadienne de pétrole brut et de liquides de gaz naturel
(en milliers de mètres cubes par jour)

	1997	1998	1999	2000	2001[a]
Léger classique (est)	2,7	13,5	17,5	23,6	24,3
Léger classique (ouest)	132,4	126,9	113,1	108,3	104,7
Synthétique	45,5	48,2	51,5	50,1	54,4
Pentanes plus	27,3	27,5	27,2	27,3	25,1
Total - pétrole léger	207,9	216,1	209,3	209,3	208,5
Lourd classique	89,6	86,5	83,0	89,0	90,6
Bitume in-situ	37,6	45,7	42,1	44,4	49,1
Total - pétrole lourd	127,2	132,2	125,1	133,4	139,7
Total - pétrole brut et équivalents	335,1	348,3	334,4	342,7	348,2
Liquides de gaz naturel	93,5	96,3	101,2	99,8	92,2

(a) Estimations.

Production et remplacement des réserves

La production canadienne de pétrole brut et d'équivalents a battu tous les records en 2001, pour s'établir en moyenne à un volume estimatif de près de 350 000 mètres cubes par jour, soit 2 % de plus qu'en 2000. Cette croissance reflète l'augmentation de la production de pétrole synthétique, de bitume et de brut lourd classique de l'Ouest canadien ainsi que l'augmentation de la production de pétrole léger classique de l'Est du Canada (tableau 3).

La production à Hibernia, au large de Terre-Neuve et du Labrador, s'est accrue de 2 % par rapport à 2000 et a ajouté 24 100 mètres cubes par jour de brut léger classique aux approvisionnements canadiens en 2001.

Dans l'Ouest canadien, l'offre de pétrole brut et d'équivalents a augmenté d'environ 1 % en 2001. La production de brut léger classique a baissé de quelque 3 %, conformément à la tendance à long terme qui reflète le déclin naturel des gisements. La production de brut lourd classique a progressé de 2 %, comme le veut la tendance à long terme.

La mise en valeur continue des sables pétrolifères du Canada s'est traduite par une hausse de production de brut synthétique et de bitume in situ, laquelle s'est établie à 11 % par rapport à l'année précédente pour chacun de ces produits.

Malgré la diminution annuelle des réserves établies restantes en raison de la production, des additions aux réserves découlent des nouvelles découvertes, des extensions de gisements existants et de la révision des réserves estimatives dans les gisements. De 1996 à 2000, de façon cumulative, les additions aux réserves établies de pétrole léger classique et de brut lourd classique ont remplacé la production dans une proportion de 105 % (tableau 4). En 2000, pour la troisième fois en cinq ans, la production de brut lourd classique a été supérieure aux additions, ce qui témoigne du passage graduel des gisements de pétrole classique du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) au stade de la maturité.

TABLEAU 4
Réserves de brut classique - Additions et production de 1996 à 2000
(en millions de mètres cubes)

	1996	1997	1998	1999	2000	Total
Additions[a]	64	86	68	129	78	425
Production	81	81	87	78	79	406
Réserves restantes totales	643	666	650	702	700	

(a) Début de la production d'Hibernia en 1997; ajout des réserves de Terra Nova en 1999

À la fin de l'année 2000 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles), l'ONÉ estimait les réserves restantes de pétrole brut classique et de bitume brut à 28,5 milliards de mètres cubes (tableau 5). Ce chiffre représente une baisse de moins de 1 % par rapport à l'année précédente et témoigne d'une légère diminution des réserves restantes de brut classique et de bitume. Fait à noter, les réserves restantes de bitume brut, qui s'élèvent à 27,8 milliards de

mètres cubes, sont suffisantes pour soutenir l'extraction in situ du bitume et des sables pétrolifères aux niveaux actuels pendant 700 ans.

Le volume estimatif des réserves restantes de pétrole classique au Canada n'a pas vraiment changé comparativement au chiffre de 700 millions de mètres cubes établi en 2000, l'augmentation des réserves ayant essentiellement contrebalancé la production. La diminution des réserves en Alberta, au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador et dans les Territoires du Nord-Ouest a été contrée par l'augmentation des réserves en Saskatchewan, laquelle est attribuable à l'activité pétrolière, qui s'est accrue en 2000. Le volume initial des réserves de bitume brut en 2000 n'a pas changé, de sorte que les réserves restantes ont diminué d'un volume correspondant à celui de la production de bitume.

TABLEAU 5
Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2000
(en millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique[a]	122,3	27,3
Alberta[b]	2 554,3	291,4
Saskatchewan[c]	754,0	182,0
Manitoba[d]	37,4	3,8
Ontario[e]	14,2	1,9
T.N.-O. et Yukon :		
Îles Arctiques et région extra-côtière de l'est de l'Arctique[f]	0,5	0,0
Partie continentale des Territoires - Norman Wells	37,5	6,8
Nouvelle-Écosse[g] - Cohasset et Panuke	7,0	0,0
Terre-Neuve[g] - Hibernia et Terra Nova	205,1	186,9
Total	**3 732,3**	**700,1**
Bitume brut		
Sables bitumineux - brut valorisé[b]	5 590,0	5 220,0
Sables bitumineux - bitume[b]	22 740,0	22 590,0
Total	**28 330,0**	**27 810,0**
Total - pétrole classique et bitume	**32 062,3**	**28 510,1**

(a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ
(b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ
(c) Estimation provinciale au 31 décembre 2000
(d) Énergie et Mines du Manitoba au 31 décembre 1999
(e) Association canadienne des producteurs pétroliers
(f) Cessation d'exploitation du champ Bent Horn en 1996
(g) Offices des hydrocarbures extracôtiers

Note : Les totaux ne correspondent pas toujours à la somme des chiffres à cause de l'arrondissement.

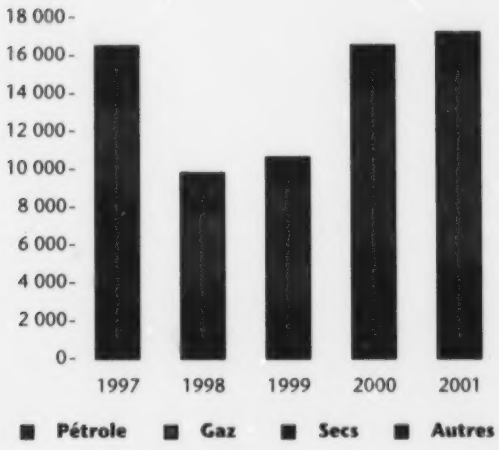
Activité en amont

Au total, 17 983 puits ont été forés en 2001, soit plus que le record de 16 507 puits établi en 2000 (figure 3). Ce niveau d'activité a fait suite à la hausse des prix du gaz naturel et du pétrole survenue dans les premiers mois de l'année. L'accent a été mis sur le forage de puits de gaz naturel; le nombre de puits de gaz complétés a augmenté de 16 % en 2001 par rapport à 2000 et correspond à 69 % de tous les puits complétés. Le nombre de complétions de puits de pétrole a diminué de 14 % en 2001 comparativement à l'année précédente, les forages ayant diminué après le premier trimestre par suite de la chute des prix du pétrole.

La concurrence pour les terres est demeurée vive en 2001. Les recettes encaissées par les quatre provinces de l'Ouest au titre des primes à la vente de terres ont totalisé 1,6 milliard de dollars, soit 10 % de plus qu'en 2000. Bien que le prix moyen de 292 $ l'hectare ait légèrement diminué par rapport au prix de 299 $ l'hectare reçu en 2000, la superficie totale des terres vendues a augmenté de 15 % comparativement à 2000, pour s'établir à 5,5 millions d'hectares. Dans les régions pionnières, les activités de vente ont surtout été concentrées dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, où le développement proposé du gisement de gaz naturel Deep Panuke suscite énormément d'intérêt.

L'activité sismique est demeurée intense en 2001; le nombre d'équipes au travail s'est accru de 8 % par rapport à l'année précédente. Cette hausse reflète un niveau d'activité plus élevé durant

FIGURE 3
Nombre de puits forés



les six premiers mois de 2001, tandis que le niveau du deuxième semestre a été semblable à celui de 2000. Dans l'Ouest, l'activité sismique a été concentrée, en Alberta, dans les contreforts des Rocheuses, le sud-est et le nord-ouest; en Colombie-Britannique, elle l'a été dans le nord-est. Un montant record de 20 milliards de dollars a été dépensé pour l'exploration et la mise en valeur des zones de sources classiques et des régions pionnières au Canada (exception faite des sables pétrolifères) en 2001, soit 10 % de plus qu'à l'année précédente. Les dépenses d'exploration continuent de représenter à peu près le tiers des dépenses d'exploration et de mise en valeur pétrolières et gazières au Canada.

Exportations et importations de pétrole brut

Le total des exportations de pétrole brut, y compris les pentanes plus et le bitume valorisé (brut synthétique), est estimé à 218 100 mètres cubes par jour, un recul minime par rapport à 2000. En 2001, le brut léger et les équivalents ont constitué 35 % du volume exporté et le brut lourd mélangé, 65 %.

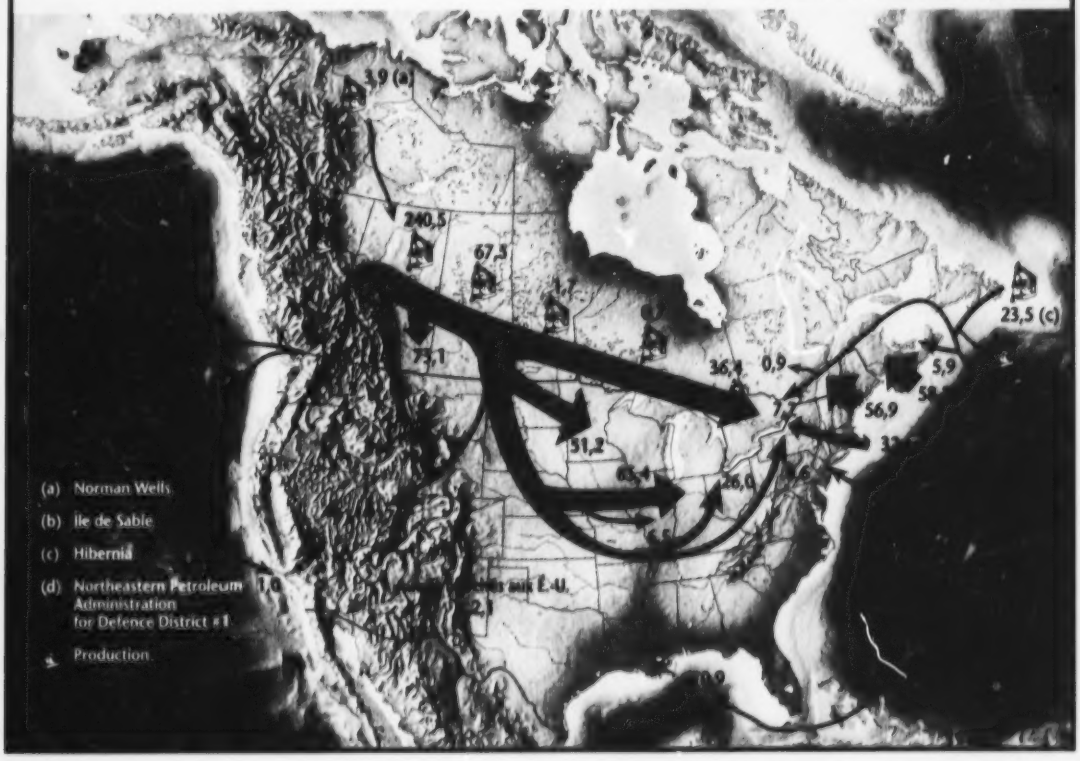
En 2001, la valeur estimative des exportations de pétrole brut s'est élevée à 15,6 milliards de dollars, comparativement à 18,9 milliards en 2000. Le volume des exportations est demeuré inchangé, mais les recettes ont diminué en raison de la baisse des prix du pétrole brut. En 2001, les moyennes estimatives des prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd se sont situées respectivement à 39,09 $ et à 26,38 $ le baril (246 $ et 166 $ le mètre cube), comparativement à 43,65 $ et à 34,15 $ le baril (275 $ et 215 $ le mètre cube) en 2000 (figure 4).

FIGURE 4
Prix à l'exportation du brut léger et du brut lourd
(en dollars le mètre cube)

Le Midwest américain est demeuré le marché d'exportation le plus important du Canada, suivi du Montana et des États du PADD IV (Colorado, Wyoming et Utah) (figure 5). À la suite d'un incendie grave, la raffinerie de Citgo Petroleum Corporation, située à Lemont, dans l'Illinois, a été fermée aux fins de réparation. Les exportateurs canadiens ont dû se tourner vers d'autres marchés, ce qui explique l'écart de prix considérable entre le brut léger et le brut lourd en 2001. En ce qui concerne le marché au comptant, les navires pétroliers chargés au quai Westridge de Trans Mountain Pipeline Company Ltd. (TMPL), à Vancouver, en Colombie-Britannique, ont livré du brut lourd et du brut léger plus loin dans le Sud, c'est-à-dire en Californie, et même en Corée.

En 2001, les importations de pétrole brut se sont élevées à 148 500 mètres cubes par jour et ont représenté 53 % des besoins en charges

FIGURE 5
Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
(en milliers de mètres cubes par jour)



d'alimentation des raffineries canadiennes. La région de l'Atlantique et le Québec ont importé le pétrole brut dont ils avaient besoin, sauf un certain volume produit au large de la côte Est. Les raffineurs de l'Ontario ont importé environ 44 % du volume nécessaire pour leurs charges d'alimentation. Ce volume est demeuré inchangé par rapport à 2000, l'oléoduc Montréal-Sarnia (la canalisation n° 9) ayant fonctionné à pleine capacité ou presque. Les autres régions n'ont pas importé de pétrole brut en 2001.

Le pétrole brut en provenance de la mer du Nord a représenté 57 % des importations totales, soit 4 % de moins qu'en 2000. Le brut des pays de l'OPEP a compté pour 33 % des importations, niveau comparable à celui de 2000, tandis que les importations d'autres pays ont augmenté pour s'établir à 10 % du total, comparativement à 4 % du total en 2000.

Raffinage du pétrole et prix de l'essence

La capacité de raffinage au Canada s'est établie à 322 000 mètres cubes par jour en 2001, dont 71 % dans l'Est du Canada.

En 2001, la demande de produits pétroliers au Canada s'est située à 258 900 mètres cubes par jour en moyenne, soit un peu moins qu'en 2000. La production des raffineries a augmenté quelque peu, pour passer à 315 600 mètres cubes par jour. Les arrivages de pétrole brut canadien aux raffineries ont atteint 133 000 mètres cubes par jour en moyenne, soit une augmentation de 2 % par rapport à 2000.

Bien que les raffineries aient fonctionné à 90 % de leur capacité, les stocks de produits, notamment l'essence automobile, ont diminué en 2001. Les prix de l'essence reflètent généralement ceux du pétrole brut, mais ils varient en fonction d'autres forces du marché, par exemple le volume des stocks aux raffineries et le rapport entre l'offre et la demande pour des produits raffinés particuliers. Les prix élevés du pétrole brut et la forte demande de ce produit, dans un environnement d'offre restreinte, se sont traduits par des niveaux records du prix de gros de l'essence au cours du deuxième trimestre. Vers la fin de 2001, l'affaiblissement de la demande au Canada et le ralentissement de l'économie aux États-Unis ont fait baisser le prix de gros du pétrole à son niveau le plus bas en deux ans.

Exportations et importations des principaux produits pétroliers

Le Canada a toujours été un pays exportateur net des principaux produits pétroliers comme l'essence automobile et les distillats moyens. En 2001, le volume estimatif des exportations de principaux produits pétroliers et de pétrole partiellement traité a été de 50 230 mètres cubes par jour, soit une augmentation de 27 % par rapport à 2000. Cette hausse reflète le relèvement considérable des expéditions d'essence automobile et de distillats moyens par suite de l'agrandissement d'une raffinerie située dans le Canada atlantique.

Les recettes estimatives tirées des exportations de principaux produits pétroliers, y compris le pétrole partiellement traité, se sont élevées à 4,3 milliards de dollars en 2001, soit beaucoup plus que les exportations de 3,2 milliards en 2000. Cette augmentation s'explique par la hausse des prix, notamment celui de l'essence automobile, au cours des six premiers mois de 2001. Ces recettes ne comprennent pas celles des exportations effectuées en vertu des ententes de traitement du pétrole brut, pour lesquelles aucun prix n'est attribué.

En 2001, le volume des importations des principaux produits pétroliers a été estimé à 22 620 mètres cubes par jour, soit 29 % de plus qu'en 2000. Une bonne partie du volume supplémentaire a été importé au Canada atlantique. La hausse des prix de l'électricité dans le nord-est des États-Unis s'est traduite par une plus forte demande de mazout lourd au Nouveau-Brunswick pour les besoins de production d'électricité. L'ensemble des volumes de mazout lourd et d'essence automobile représente 75 % du total des importations de principaux produits pétroliers.

Les États-Unis sont demeurés le plus gros acheteur de produits pétroliers; ils ont absorbé près de 95 % du total des exportations. La côte Est des États-Unis a de nouveau constitué le plus gros marché, suivie du Midwest. Des volumes ont aussi été exportés en Amérique latine et en Europe.

Capacité des oléoducs

En 2001, le réseau d'Enbridge a fonctionné à environ 77 % de sa pleine capacité, ce qui correspond à un débit réel moyen de 209 600 mètres cubes par jour. L'utilisation moyenne de la canalisation n° 9 d'Enbridge a été d'environ 88 % en 2001, alors que les taux d'utilisation d'Enbridge et de la canalisation n° 9 en 2000 avaient été de 77 % et 84 %, respectivement. En novembre et en décembre 2001, Enbridge a rationné, dans une faible proportion, les volumes de pétrole brut lourd sur son oléoduc de brut lourd (canalisation n° 4), en raison de la construction de Terrace Phase II et des travaux d'entretien général du réseau.

D'autres oléoducs ont augmenté leur débit en 2001 pour compenser les retraits de volumes sur Enbridge. Le réseau de TMPL a fonctionné à 85 % de sa capacité de brut léger en 2001, comparativement à 83 % en 2000. Express Pipeline Ltd. a augmenté le débit de son réseau en 2001, de sorte qu'il a fonctionné à 90 % de sa capacité par rapport à 78 % en 2000.

Liquides de gaz naturel

Les liquides de gaz naturel comprennent l'éthane, le propane, et les butanes obtenus du gaz naturel par extraction, ainsi que le propane et les butanes résultant du raffinage du pétrole brut. Environ 80 à 85 % du propane et 55 à 60 % des butanes sont extraits lors de la production de gaz naturel, et le reste est obtenu par raffinage du pétrole brut.

La disponibilité des liquides de gaz naturel est déterminée par le volume de gaz produit, la concentration de liquides dans le flux de gaz, la capacité et l'efficience des installations d'extraction ainsi que les aspects économiques de l'extraction. Dans le marché nord-américain, les rapports de prix entre le gaz naturel, le pétrole brut et l'électricité sont des facteurs déterminants en ce qui concerne la rentabilité de la production de LGN.

La production de LGN provenant des usines de traitement de gaz et des raffineries en 2001 a été estimée à 92 200 mètres cubes par jour. La production d'éthane s'est élevée à 37 000 mètres cubes par jour; celle de propane a été de 29 500 mètres cubes par jour, et celle de butanes, de 25 700 mètres cubes par jour. La production de propane, de butanes et d'éthane a diminué de 15 %, de 4 % et de 3 % respectivement par rapport à 2000, notamment parce que les producteurs ont décidé de contourner les installations d'extraction et de laisser le propane et l'éthane dans le flux de gaz (notamment au début de 2001, lorsque les prix du gaz naturel ont atteint des sommets jamais vus).

Les exportations de LGN en 2001 ont été estimées à 28 000 mètres cubes par jour, soit une baisse de 20 % comparativement à 2000. Les exportations d'éthane ont été négligeables, baissant de 99 % par rapport à 2000, surtout en raison de l'augmentation des besoins en éthane au complexe pétrochimique de Joffre. Les exportations de propane se sont élevées à 22 200 mètres cubes par jour et celles des butanes, à 5 800 mètres cubes par jour. Les exportations de propane et de butanes ont fléchi de 15 % et 14 %, respectivement, surtout à cause du ralentissement de l'économie américaine. Le Midwest américain est demeuré le marché le plus important du Canada pour la vente de propane et de butanes; il a absorbé 70 % de la totalité des exportations. Des volumes moindres ont été livrés aux marchés des côtes Est et Ouest des États-Unis.

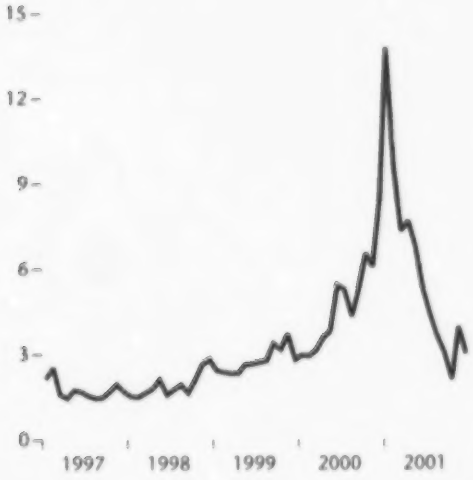
La valeur estimative des exportations de LGN en 2001 a été de 2,5 milliards de dollars, un peu moins que le montant de 2,6 milliards atteint en 2000. Malgré cette baisse, les prix relativement élevés qui ont persisté jusqu'au milieu de l'été ont contribué aux recettes d'exportation. En règle générale, les prix des LGN sur le marché intérieur ont suivi de près les prix à l'exportation, ce qui signifie que les consommateurs du Canada ont pu acheter ces produits à des prix comparables à ceux du marché.

Gaz naturel

Marchés du gaz naturel

Les prix records du gaz naturel au début de 2001 ont continué d'encourager les producteurs canadiens à maintenir le rythme sans précédent des forages de puits de gaz naturel. Cependant, la nouvelle production résultant de ce surcroît d'activité est entrée sur le marché alors que la demande de gaz naturel faiblissait. La demande nord-américaine a cessé de croître en 2001, à cause du ralentissement de l'économie sur l'ensemble du continent, jumelé aux températures clémentes et aux efforts des consommateurs en vue d'économiser sur le combustible ou d'adopter un combustible de rechange pour éviter les hausses de prix du gaz naturel.

FIGURE 6
Prix du gaz naturel AECO/TTN en Alberta
(en dollars le gigajoule)



En conséquence, la production a été supérieure à la demande et les stocks ont été reconstitués pour atteindre des niveaux records ou presque, de sorte que les prix du gaz naturel ont fortement chuté durant le deuxième semestre de 2001.

Les prix du gaz naturel sur le marché au comptant de l'Alberta (figure 6) ont chuté d'environ 70 % par rapport aux sommets du premier trimestre de l'année. Malgré ce recul, le prix moyen en Alberta en 2001, environ 5,90 $ le gigajoule, représente une hausse considérable par rapport à la moyenne de 4,80 $ le gigajoule en 2000. La forte volatilité des prix du gaz naturel a constitué un défi tant pour les producteurs que les consommateurs au Canada, surtout en termes de planification.

Alors que la consommation de gaz au Canada baissait de 5 % en 2001 comparativement à 2000, les exportations nettes augmentaient de 3 %. Cette progression est surtout attribuable à la hausse des volumes exportés sur le gazoduc Alliance (qui dessert le Midwest américain) et le réseau M&NP (desservant le nord-est des États-Unis). Elle a contrebalancé le repli des volumes expédiés vers les autres grands marchés d'exportation. Ces gazoducs ont constitué des solutions de rechange pour les exportateurs et ont mené à une croissance générale ainsi qu'à une demande record pour le gaz naturel canadien en 2001.

Au Canada, la consommation de gaz naturel en 2001 a été d'environ 5 % plus faible qu'au cours de l'année précédente. Ce déclin est attribuable dans une grande mesure au temps doux, qui a fait baisser la demande de chauffage des locaux résidentiels et commerciaux, et à la réaction aux prix élevés, qui a entraîné la diminution de la consommation de gaz naturel dans le secteur industriel. En outre, l'année 2001 a marqué le début de la livraison de gaz naturel sur le marché résidentiel et commercial du Nouveau-Brunswick; cependant, ce marché se développe lentement et demeure limité.

Production

Malgré le nombre record de forages et de complétions en Alberta et en Saskatchewan en 2001, la production ne s'est accrue que marginalement. La production de gaz naturel canadien commercialisable a totalisé 180,7 milliards de mètres cubes en 2001, quelque 2 % de plus qu'en 2000. Le projet extracôtier de l'île de Sable, en Nouvelle-Écosse, et un nouveau champ de gaz à Ladyfern, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ont constitué les principales sources de nouvelle production. Elles ont eu pour effet de modifier légèrement la répartition géographique de l'offre de gaz naturel au Canada aux dépens de l'Alberta et de la Saskatchewan. L'Alberta produit maintenant 79 % du gaz naturel canadien, moins que le volume de 81 % qu'elle a produit en 2000, et la Saskatchewan en produit 3 %, en baisse par rapport à son volume de 4 % en 2000. En revanche, la production de la Colombie-Britannique s'élève maintenant à près de 14 % du total canadien, celle de la Nouvelle-Écosse à 3 %, celle des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon à 1 % et celle de l'Ontario à moins de 0,5 %.

Réserves

L'Office estime qu'à la fin de 2000, les réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable s'élevaient à 1 622 milliards de mètres cubes. Ce chiffre comprend les réserves extracôtières de l'Est et celles de la région de Liard dans les Territoires du Nord-Ouest (tableau 6). Le volume des réserves établies restantes a fléchi par rapport à 1999, même si ce n'est que de moins de 1 %, étant donné que la production a encore une fois dépassé les additions.

De 1996 à 2000, les additions cumulatives aux réserves de gaz naturel commercialisable ont remplacé seulement 73 % de la production totale. Sans les additions provenant de la Nouvelle-Écosse et de la région de Liard, le taux de remplacement n'aurait été que de 62 %. Comme l'industrie s'est de nouveau fortement concentrée sur l'exploration gazière, les additions en 2000 ont été les plus élevées des dernières années (tableau 7). Bien que les nouvelles découvertes faites dans la région de Ladyfern, en Colombie-Britannique, ne soient pas totalement reflétées dans les additions en date de la fin de 2000, la délimitation du gisement a été améliorée par suite des forages effectués en 2001. Grâce à de nouvelles découvertes et à moins de révisions à la baisse des estimations concernant les gisements de gaz existants, le remplacement équivaut à 153 milliards de mètres cubes de gaz naturel, ou 88 % de la production de 2000. L'écart constant favorisant le volume produit par rapport aux additions, malgré le nombre très élevé de forages, indique que le BSOC est un bassin producteur en voie d'atteindre la maturité. Il sera vraisemblablement difficile de continuer d'augmenter la production annuelle s'il n'y a pas de mise en valeur continuelle dans le Nord et les zones de l'extrême-ouest du BSOC, la zone extracôtière de l'Est et la région du delta du Mackenzie.

TABLEAU 6
Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2000
(en milliards de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique[a]	607,8	234,3
Alberta[b]	4 063,5	1 210,7
Saskatchewan[c]	200,3	70,0
Ontario[d]	44,3	11,6
T.N.-O. et Yukon	25,9	14,4
Nouvelle-Écosse - extracôtières[c]	85,0	81,4
Total	5 026,8	1 622,4

(a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ
(b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ
(c) Estimation provinciale au 31 décembre 2000
(d) Association canadienne des producteurs pétroliers

TABLEAU 7
Réserves, additions et production de gaz naturel
(en milliards de mètres cubes)

	1996	1997	1998	1999	2000	Total
Additions[a]	50	130	119	152	153	604
Production[b]	159	161	165	170	173	828
Réserves restantes totales	1 721	1 698	1 651	1 629	1 622	

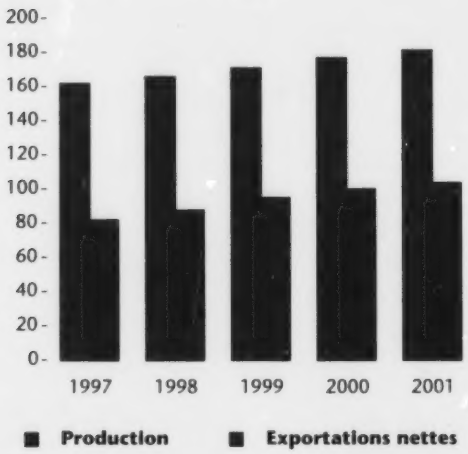
(a) Ajout des réserves de la côte Est en 1997; début de la production à la fin de 1999
(b) Association canadienne des producteurs pétroliers

Exportations et importations de gaz naturel

Bien qu'aucun grand gazoduc n'ait été construit en 2001, l'augmentation du débit sur les réseaux Alliance et M&NP a permis de hisser les exportations de gaz canadien et les importations à des niveaux records. En 2001, le volume net des exportations a atteint 102,8 milliards de mètres cubes, soit 3 % de plus qu'en 2000; les exportations se sont accrues de 26 % au cours des cinq dernières années.

La croissance du marché d'exportation se poursuit, le volume net des exportations représentant maintenant 57 % de la production canadienne (figure 7), comparativement à 56 % en 2000 et à 50 % il y a cinq ans. L'augmentation inscrite en 2001 est principalement attribuable à un meilleur accès aux nouveaux marchés par suite du démarrage et de la première année complète d'exploitation du gazoduc Alliance, et de la hausse des volumes acheminés par le réseau M&NP

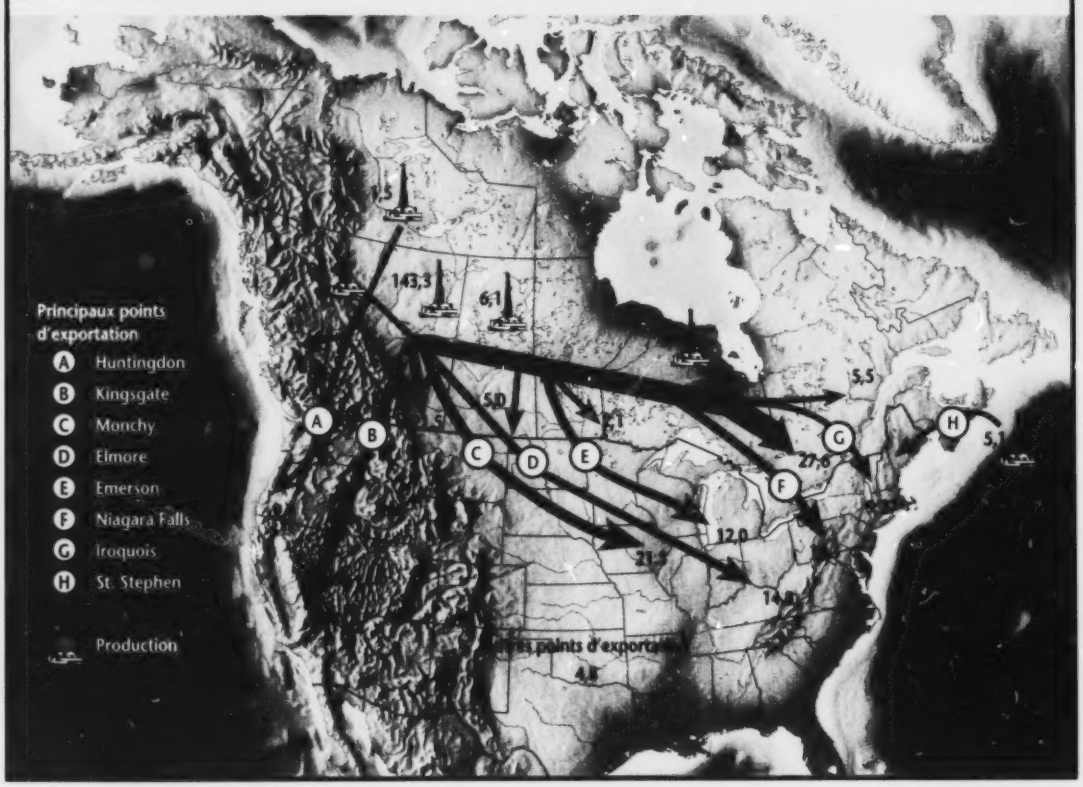
FIGURE 7
Production et exportations nettes canadiennes de gaz naturel
(en milliards de mètres cubes)



en provenance du projet de l'île de Sabie. Le volume brut des exportations a atteint un chiffre record de 108,7 milliards de mètres cubes en 2001. Ce résultat s'explique en partie par les volumes records réimportés au Canada. Jusqu'à 30 % du gaz transporté sur Alliance est ramené dans le sud de l'Ontario par le gazoduc Vector. Le gaz importé au moyen de Vector a représenté environ 4,2 milliards de mètres cubes en 2001, ou 72 % du total des importations, soit 5,8 milliards de mètres cubes. Les volumes de gaz importé étaient négligeables auparavant.

La répartition géographique des ventes à l'exportation réalisées en 2001 témoigne de l'augmentation des volumes acheminés vers le Midwest et le Nord-Est par ces pipelines et s'établit comme suit : 39 % au Midwest; 30 % au Nord-Est; 16 % à la Californie, 14 % à la région du Nord-Ouest en bordure du Pacifique et moins de 1 % à la région des Rocheuses (figure 8).

FIGURE 8
Offre et utilisation de gaz naturel
(en milliards de mètres cubes)



La proportion du gaz naturel canadien exporté en vertu d'ordonnances à court terme a augmenté considérablement en 2001, pour atteindre près de 80 % comparativement à 73 % en 2000. L'augmentation des arrangements à court terme survenue depuis novembre 2000 est attribuable dans une large mesure à la hausse des volumes acheminés par Alliance et M&NP. Tant le volume que le prix moyen du gaz exporté ont considérablement augmenté en 2001 par rapport à 2000.

L'accroissement des volumes exportés et la hausse du prix moyen du gaz canadien se sont traduits par une augmentation des recettes d'exportation de gaz naturel. En 2001, ces recettes ont augmenté de 25 % pour atteindre le chiffre record de 26,0 milliards de dollars, comparativement à 20,7 milliards de dollars en 2000. Les importations de gaz ont également atteint un sommet, soit 1,4 milliard de dollars, de sorte que le montant net des recettes d'exportation de l'année s'est établi à 24,6 milliards de dollars.

Électricité

Le mandat de l'Office en ce qui a trait à l'électricité touche principalement à la construction et à l'exploitation de lignes de transport internationales ainsi qu'à l'exportation. La restructuration majeure de l'industrie nord-américaine de l'électricité présente un défi. L'Office doit se tenir au fait de ces changements et de leurs répercussions éventuelles, tout en continuant de s'acquitter des responsabilités que lui confère la loi en matière de réglementation et de consultation.

Restructuration et évolution des marchés

Depuis le début des années 1990, d'importantes initiatives ont été prises en vue de restructurer les marchés nord-américains de l'électricité. Auparavant, un service public produisait, transportait et distribuait l'électricité à l'intérieur d'une zone de desserte bien définie et l'accès à d'autres marchés était limité. La restructuration vise à séparer ces trois fonctions et à instaurer de la concurrence dans le secteur de la production. Elle vise aussi à assurer le libre accès aux réseaux de transport pour que les acheteurs puissent se procurer de l'électricité auprès des sources de production les plus concurrentielles.

En 2001, la restructuration de l'industrie au Canada s'est poursuivie à des cadences différentes selon les régions. L'Alberta a franchi l'étape la plus importante en étant la première à instaurer un marché de détail pour tous les clients et ce, à compter du 1er janvier 2001. Des entreprises de commercialisation indépendantes sont désormais autorisées à vendre de l'électricité dans les zones auparavant desservies par les services publics. Les clients résidentiels ou commerciaux peuvent choisir les modalités de service que leur offrent différents fournisseurs ou opter pour une option de tarif réglementé.

Après l'Alberta, c'est l'Ontario qui a pris les mesures les plus importantes en vue de la création de marchés concurrentiels. L'ouverture des marchés de gros et de détail avait d'abord été prévue pour novembre 2000. En avril 2001, le gouvernement provincial a annoncé qu'elle avait été reportée à mai 2002. Comme en Alberta, dès l'ouverture du marché, les consommateurs pourront choisir d'acheter leur électricité du détaillant qu'ils préfèrent ou de continuer de se la procurer d'un des services publics en place. Bien que tous les détaillants doivent obtenir un permis de la Régie de l'énergie de l'Ontario, les prix qu'ils demanderont pour l'électricité et leurs autres services ne seront pas réglementés.

En janvier 2001, le Nouveau-Brunswick a publié un livre blanc intitulé *Politique énergétique du Nouveau-Brunswick*, qui comporte un plan de restructuration du secteur de l'électricité. D'après ce plan, l'ouverture d'un marché de gros concurrentiel est prévue pour avril 2003 et la production indépendante sera permise. Dès avril 2002, un comité habilité par le gouvernement provincial fera des recommandations à ce dernier concernant le développement du marché de l'électricité, y compris la structure et la réglementation de ce marché. Le livre blanc laisse entendre que le rôle

de la Commission des entreprises de service public sera élargi pour inclure, entre autres, la surveillance de la compétitivité du futur marché de gros.

En Colombie-Britannique, dans un rapport provisoire intitulé *Strategic Considerations for a New British Columbia Energy Policy* (considérations d'ordre stratégique en vue d'une nouvelle politique énergétique en Colombie-Britannique), un groupe de travail sur la politique énergétique mis sur pied par le premier ministre de la province a recommandé en novembre 2001 le passage à des marchés de l'électricité complètement concurrentiels. Voici certaines des recommandations du groupe de travail : restructurer British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) en des entités de production, de transport et de distribution distinctes; procurer un accès équitable au réseau de transport et mettre au point un mécanisme de transition visant à rapprocher les prix à la consommation des prix du marché. Le public a été invité à faire connaître son point de vue. Il est prévu que le rapport définitif sera présenté au ministre de l'Énergie et des mines de la Colombie-Britannique le 15 février 2002.

En décembre 2001, la Nouvelle-Écosse a annoncé qu'elle avait élaboré un plan visant l'introduction graduelle d'un marché concurrentiel de l'électricité dans le cadre de sa stratégie énergétique (*Nova Scotia's Energy Strategy*). Selon la politique prévue, les services publics et les producteurs indépendants pourront accéder au réseau de transport. Le plan comprend en outre le soutien à l'exploitation de sources d'énergie électrique renouvelable telles que l'énergie éolienne, et la mise au point de techniques de production de charbon épuré.

La formation des organismes régionaux de transport (Regional Transmission Organizations - RTO) s'est poursuivie aux États-Unis en 2001. Le décret 2000 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) est à l'origine des RTO, dont la création avait pour but d'accroître la concurrence sur les marchés d'électricité en bloc et d'abaisser à la longue les prix de l'électricité en gros. On prévoit que la consolidation des activités des entreprises de transport actuelles sous le contrôle d'organisations régionales indépendantes permettra de réduire le coût du transport et de faciliter le commerce entre régions. Un autre avantage éventuel serait la capacité de mieux planifier et coordonner l'ajout d'installations au réseau de transport des États-Unis.

Étant donné la portée internationale du réseau de transport, la FERC encourage le Canada à participer et, dans certains cas, a enjoint les RTO de montrer comment les entités de transport canadiennes seraient représentées tout en veillant au respect de la souveraineté canadienne en matière de réglementation. Certaines entités canadiennes qui font du commerce avec les États-Unis se sont dites intéressées à faire partie d'un RTO ou de conclure des ententes qui comporteraient des avantages et des obligations similaires.

En septembre 2001, le Manitoba a signé une entente de coordination avec le Midwest Independent System Operator (société indépendante de gestion de réseau) et, en décembre 2001, une proposition visant la participation de BC Hydro a été incluse dans une demande soumise à la FERC par le RTO de l'Ouest. L'Alberta, représentée par le ministère de l'Énergie de cette province, ESBI Alberta Ltd. (administratrice du secteur du transport) et le Power Pool of Alberta, songe également à participer au RTO de l'Ouest.

L'Ontario a envisagé de se joindre à des RTO dans les marchés américains voisins et, à la fin de l'exercice, évaluait le bien-fondé de solutions de rechange. Hydro-Québec avait manifesté de l'intérêt pour un RTO de la côte Est à laquelle participeraient les provinces Maritimes et des États voisins. Cependant, dans son plus récent plan stratégique, Hydro-Québec indique que le réseau exploité par TransÉnergie constitue le seul RTO au Québec et qu'elle discute actuellement avec les réseaux de transport voisins afin d'améliorer les interconnexions avec la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York.

Production d'électricité

La production d'électricité a fléchi d'environ 3 % en 2001 (tableau 8). Cette baisse est en grande partie attribuable aux piètres conditions hydrauliques (bas niveaux de l'eau) qui ont entraîné une diminution de la production d'hydroélectricité. La production globale a également subi les effets d'un fléchissement de la demande sur le marché intérieur (estimé à 0,5 %). Le recul de la production d'hydroélectricité a été partiellement contrebalancé par des augmentations dans les centrales nucléaires et les centrales thermiques; la production d'électricité par le nucléaire a profité d'améliorations dans l'utilisation de la capacité disponible.

TABLEAU 8
Production d'électricité
(en térawattheures)

	1997	1998	1999	2000	2001[a]
Hydroélectrique	345,3	327,7	341,7	353,3	325,0
Nucléaire	77,9	67,4	69,3	68,7	74,2
Thermique	131,3	148,8	146,9	160,8	167,0
Total	**554,5**	**543,9**	**557,9**	**582,8**	**566,2**

(a) Estimations.

Sources : Statistique Canada, ONÉ

Exportations et importations

Les exportations d'électricité ont diminué pour se situer à 38,4 térawattheures, comparativement à 48,5 térawattheures en 2000. Il s'agit du volume le plus bas depuis 1993. Hydro-Québec, Hydro-Manitoba et la British Columbia Power Exchange Commission (une filiale de BC Hydro également connue sous le nom de Powerex), Énergie NB et Ontario Power Generation Inc. ont contribué pour 93 % des exportations d'électricité. En raison des bas niveaux de l'eau, les exportations de la Colombie-Britannique ont diminué de 39 % par rapport à 2000. Le Québec, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick ont aussi affiché des volumes d'exportation inférieurs (diminutions de 27 %, de 22 % et de 14 %, respectivement). Les exportations des provinces qui produisent le plus d'hydroélectricité, soit la Colombie-Britannique et le Québec, ont fléchi de 9 térawattheures, tandis que le total de l'électricité exportée aux États-Unis a baissé de 10,1 térawattheures.

Les conditions du marché américain ont également joué un rôle dans le repli des exportations en 2001. En Californie, la crise de l'électricité a commencé de se résorber à mesure que la croissance de la demande ralentissait et que de nouvelles installations de production étaient mises en service. Le temps frais sur l'ensemble du pays a eu pour effet de réduire la demande d'électricité nécessaire pour la climatisation des locaux. La demande a fléchi davantage lorsque l'économie américaine est entrée en récession et que les industries à forte consommation d'électricité ont réduit leur production. Le temps sec a entraîné une baisse de la production d'hydroélectricité et, par conséquent, moins d'électricité était disponible pour l'exportation.

Malgré la chute des exportations, les recettes à ce chapitre ont augmenté pour s'établir à 4,2 milliards de dollars. Chaque mégawattheure d'électricité exportée a rapporté aux exportateurs canadiens des recettes moyennes de 110 $, comparativement à une moyenne de 84 $ le mégawattheure l'année dernière et 47 $ pour l'ensemble des cinq dernières années. Les exportations vers le marché de la Californie, où les prix étaient élevés, ont représenté une grande partie de l'augmentation, puisque l'électricité s'y vendait à un prix moyen de plus de 700 $ le mégawattheure de janvier à mai 2001. En raison des prix de l'énergie élevés dans l'Ouest des États-Unis, Powerex a encaissé 47 % de la totalité des recettes d'exportation d'électricité canadienne, même si ses volumes d'exportation n'ont représenté que 15 % du total.

En règle générale, exception faite de l'Alberta, les prix à la consommation de l'électricité ont été en grande partie réglementés et stables au Canada. En Alberta, les hausses de prix ont été en partie contrebalancées par les rabais accordés aux consommateurs tandis qu'en Ontario, l'augmentation des prix a reflété intégralement les hausses approuvées au titre des coûts de production et de distribution.

Les importations ont augmenté pour établir un record de 16,1 térawattheures; ce chiffre représente une hausse de 27 % et il est considérablement supérieur à la moyenne annuelle de 9 térawattheures inscrite durant la période 1996-2000. Les importations d'électricité en Colombie-Britannique ont augmenté pour se situer à 2,8 térawattheures. Comme les conditions d'hydraulicité étaient mauvaises, la Colombie-Britannique a dû racheter de l'électricité à des prix élevés sur les marchés de l'Ouest durant les périodes creuses. L'Ontario a également importé des quantités plus élevées.

Les transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité en 2001 sont présentés à la figure 9.

FIGURE 9
Transferts internationaux et interprovinciaux d'électricité[a]
(en gigawattheures)

(a) Les données sur les transferts interprovinciaux d'électricité portent sur la période allant du 1er novembre 2000 au 31 octobre 2001 et elles ont été établies à partir des données mensuelles sur l'électricité de Statistique Canada.

Les données sur les importations et exportations américaines sont celles de l'année 2001 (sauf pour les échanges) et elles ont été établies par l'ONE.

SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT

La promotion de la sécurité et la protection de l'environnement constituent une facette importante de la raison d'être de l'Office. Cela se reflète dans deux des quatre buts de l'ONÉ. Bien que ces deux buts aient des intentions distinctes, ils sont liés du point de vue opérationnel et constituent les pierres angulaires du programme de réglementation matérielle de l'Office. À ce titre, les initiatives de l'Office contribuent souvent à l'accroissement de la sécurité et à la protection de l'environnement.

Les responsabilités de l'Office dans le domaine de la sécurité des personnes et de la protection de l'environnement sont énoncées dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. En outre, l'Office est tenu de respecter les exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* en s'assurant que les évaluations environnementales, y compris les exigences de suivi et de surveillance de la conformité, sont menées convenablement pour les projets de son ressort.

Une conception, une construction, une exploitation et des pratiques d'entretien convenables permettent de bien gérer les risques inhérents aux installations que l'Office réglemente. La société pipelinière qui conçoit, construit et exploite une installation est responsable au premier chef de l'installation, car elle est la mieux placée pour en assurer le contrôle le plus serré. L'ONÉ joue un rôle important dans la promotion de la sécurité et de la protection de l'environnement en assurant qu'un cadre de réglementation incitant les sociétés à maintenir ou à améliorer leur rendement, conformément aux attentes du public, est en place.

L'Office veille à ce que les sociétés pipelinières évaluent et gèrent de façon appropriée tous risques associés à la construction et à l'exploitation des installations réglementées :

- en évaluant les demandes visant de nouvelles installations du point de vue de la sécurité et de l'environnement;
- en veillant à ce que les mesures d'atténuation, les conditions et les plans de protection de l'environnement qui conviennent soient en place avant d'approuver le projet;
- en surveillant la construction et l'exploitation afin d'assurer que les exigences réglementaires, de même que les autres normes précisées au cours du processus de demande, ont été respectées et continueront de l'être;
- en faisant enquête sur les défaillances ou les incidents afin d'éviter l'occurrence d'incidents semblables;
- en élaborant des règlements et des lignes directrices en vue de la sécurité et de la protection du public, des biens et de l'environnement.

But 1 :
Les installations réglementées par l'ONÉ sont sécuritaires et perçues comme telles.

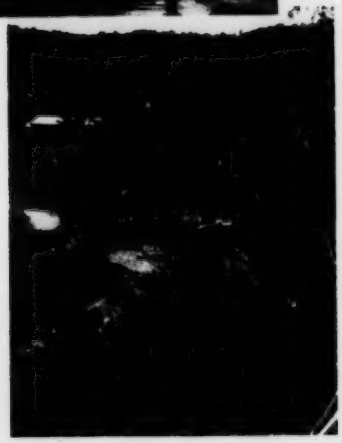
But 2 :
Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits individuels.

Pour atteindre ses buts en matière de sécurité et d'environnement, l'Office a consacré un effort considérable à l'élaboration de ses propres programmes de gestion de la sécurité et de l'environnement. L'intégration des cinq activités susmentionnées dans le système de gestion de l'Office constitue un aspect important d'une gestion efficace des risques.

Le lien avec le système de gestion est réalisé au moyen du Système de gestion de l'information sur l'environnement et la sécurité (SGIES). Cette initiative vise à établir une base de données dans le système d'information pour y consigner et surveiller les questions d'environnement et de sécurité qui sont liées à la construction et à l'exploitation des installations réglementées par l'ONÉ.

Pour mieux évaluer l'efficacité des programmes de sécurité des entreprises réglementées par l'ONÉ, l'Office a écrit à toutes les sociétés en avril 2001 pour leur demander de lui faire parvenir les données de 2000 se rapportant exclusivement à la sécurité. Vingt-quatre sociétés représentant plus de 75 % de la distance totale des pipelines de ressort fédéral ont répondu à cette demande. Après de plus amples consultations avec différentes associations de l'industrie, l'Office a écrit de nouveau à toutes les sociétés en décembre 2001 pour obtenir les données semblables concernant l'année 2001. L'Office s'attend à publier ces indicateurs-repères en 2002 pour fins de comparaison aux résultats des années futures.

Décisions de réglementation et évaluations environnementales



Décisions portant sur la sécurité et la protection de l'environnement

Une des fonctions de réglementation de l'ONÉ est l'évaluation des questions d'intérêt public liées à son mandat. En ce qui touche la sécurité et la protection de l'environnement, ces questions ont trait notamment à l'examen de la conception technique, à l'évaluation des effets environnementaux et des mesures d'atténuation proposées et à l'étude des questions touchant les terres. L'Office a effectué un tel examen en 2001. Il avait trait à l'usine à gaz et au pipeline de soufre Pine River de la société Westcoast, où de sérieuses préoccupations avaient été soulevées à propos de la sécurité et de l'environnement.

En mars 2001, à la suite de nombreux incendies sur le pipeline de soufre, l'Office a rendu une ordonnance obligeant Westcoast à cesser les travaux sur le pipeline, sauf les travaux d'urgence, et à interrompre l'exploitation jusqu'à nouvel ordre. L'Office a décidé de tenir une audience publique pour déterminer s'il était possible d'exploiter le pipeline de soufre en toute sécurité et si des conditions devaient être imposées à Westcoast pour assurer la sécurité de l'exploitation.

L'Office a tenu une audience publique en avril 2001, au terme de laquelle il a refusé à Westcoast de remettre le pipeline en service jusqu'à ce que toutes les questions de sécurité aient été réglées. L'Office a ordonné à Westcoast d'élaborer, en collaboration avec les résidents de l'endroit, un plan d'action exhaustif visant à assurer l'exploitation sûre du pipeline. Westcoast a déposé son

plan en juillet 2001. Après avoir examiné le plan ainsi que les commentaires des parties intéressées, l'Office a décidé d'autoriser Westcoast à remettre le pipeline en service à certaines conditions. Le pipeline a été remis en service en décembre 2001.

Évaluations environnementales

L'Office veille à ce que les demandes qui lui sont soumises soient évaluées en conformité avec la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. La majorité des projets que l'ONÉ est appelé à examiner dans le cadre de son mandat sont assujettis à un examen environnemental préalable en vertu de cette loi. Certaines demandes comportent la nécessité de produire un Rapport d'étude approfondie (RÉA) sur les questions environnementales et de le faire approuver par le ministre de l'Environnement avant que le processus de réglementation ne puisse démarrer. En 2001, l'ONÉ a été la principale autorité responsable lors de l'examen de deux demandes pour lesquelles un RÉA était nécessaire. Dans les deux cas, l'Office a délégué la préparation du RÉA aux demandeurs (Énergie NB et Westcoast). L'Office poursuivra l'évaluation réglementaire de ces demandes une fois que les rapports respectifs auront été jugés complets et soumis au ministre de l'Environnement. Si l'évaluation d'un projet donné n'est pas nécessaire aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, l'Office en effectue l'examen dans le cadre du mandat que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

D'après la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, une autorité responsable peut demander au ministre de l'Environnement que le projet soit étudié par une commission d'examen. En septembre 2001, suivant une requête de l'ONÉ, une commission d'examen conjoint a été constituée pour l'étude de la demande concernant Georgia Strait Crossing. Il s'agit de la composante canadienne d'une proposition de gazoduc international qui acheminerait du gaz naturel de Sumas, dans l'État de Washington, à Duncan, une localité de l'île de Vancouver, en Colombie-Britannique. Pêches et Océans Canada est l'autre autorité responsable désignée pour le projet. La commission conjointe examinera le projet en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Elle fera des recommandations au ministre de l'Environnement sur les questions d'évaluation environnementale et rendra des décisions sur toutes les autres questions d'intérêt public concernant le projet, y compris celles qui visent la sécurité et la protection de l'environnement, en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

Surveillance de la conformité

Au cours de la construction d'un pipeline, les agents d'inspection de chantier de l'ONÉ veillent à assurer la conformité :

- aux conditions dont est assortie l'approbation du projet;
- aux exigences énoncées dans le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99), les codes pertinents et le manuel sur la sécurité en matière de construction de la société pipelinière;
- aux engagements énoncés dans le plan de protection de l'environnement de la société pipelinière et dans sa demande.

Une fois le pipeline en exploitation, les agents de l'ONÉ inspectent les installations pipelinières (comme les stations de compression ou de pompage) sur une base périodique, en fonction du risque posé par le fonctionnement de l'installation. Ces inspections de sécurité ont pour but de

vérifier si les exigences de l'Office et la partie II du *Code canadien du travail* sont respectées. L'Office mène également des inspections le long des réseaux pipeliniers existants pour déterminer si les travaux d'excavation faits par des tiers se déroulent conformément aux exigences de son *Règlement sur le croisement de pipe-lines*. En outre, les agents d'inspection de l'Office effectuent des inspections relatives à la surveillance environnementale des pipelines en exploitation, pour établir si les travaux de remise en état après la construction se font convenablement et si l'environnement est bien protégé.

Dans les régions pionnières[1], l'ONÉ mène des inspections à l'égard des travaux géophysiques, des programmes de forage et des opérations de production, pour vérifier la conformité au programme approuvé et aux règlements pertinents. Les questions de santé et de sécurité au travail sont également abordées lors de ces inspections.

L'ONÉ favorise une approche coopérative en matière de conformité, en collaborant avec les sociétés pipelinières pour assurer le respect des engagements à l'égard de l'environnement et des exigences en matière de sécurité. Un des éléments de cette approche est l'importance accrue que l'Office accorde à la formation du personnel de construction relativement à la sécurité et à l'environnement. À titre d'exemple, les agents d'inspection de l'Office présentent souvent des exposés aux équipes de construction sur les exigences en matière de sécurité et d'environnement et sur la responsabilité de l'Office concernant la surveillance de la conformité.

En général, les cas de non-conformité sont réglés de deux façons : l'agent d'inspection de l'ONÉ obtient de la société pipelinière une assurance de conformité volontaire (ACV) s'il s'agit d'un cas de non-conformité mineur qui ne peut être corrigé immédiatement, ou l'agent émet une ordonnance sur place si une situation est susceptible de compromettre la sécurité ou de nuire à l'environnement. Dans l'un et l'autre cas, la société doit corriger la situation immédiatement. En 2001, l'ONÉ a reçu 139 ACV et émis deux ordonnances pour des activités non conformes. Ces chiffres sont comparables à ceux de 2000.

L'Office a recours à son SGIES pour assurer le suivi des conditions dont il assortit les autorisations d'installations. Le système permet de vérifier si les conditions sont respectées et efficaces (c.-à-d. si elles permettent d'obtenir les résultats souhaités). À ce jour, le SGIES a permis de suivre plus de 800 conditions associées à 185 projets de construction de pipelines. Dernièrement, l'efficacité des conditions liées à la construction d'une installation et imposées pour la protection de l'environnement (conditions environnementales) a été désignée comme étant un indicateur de rendement pour ce qui concerne la réalisation du but 2 de l'ONÉ. En 2001, les renseignements obtenus par l'Office ont révélé que 56 % des conditions environnementales avaient permis d'obtenir les résultats souhaités et 4 % ne l'avaient pas fait. Le reste, soit 39 %, fait l'objet d'un examen. L'ONÉ se sert de ces renseignements pour améliorer la clarté et l'efficacité des conditions dont il assortit les autorisations d'installations.

1 Ce terme fait référence aux Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut, à l'île de Sable et aux zones sous-marines non situées dans les limites d'une province mais dans les eaux intérieures, la mer territoriale ou le plateau continental du Canada.

Une de ces améliorations en 2001 a été l'inclusion d'une condition standard, suivant laquelle les compagnies doivent déclarer elles-mêmes que les installations visées soit par un certificat délivré par l'ONÉ en vertu de l'article 52, soit par une ordonnance rendue en vertu de l'article 58, sont bel et bien conformes. Cette mesure permet à l'ONÉ de mieux surveiller la conformité et incite les compagnies à mettre au point leurs propres systèmes de surveillance de la conformité.

Lorsque la construction d'un pipeline ou d'une installation est achevée, mais avant sa mise en exploitation, la société pipelinière doit normalement demander à l'Office d'en autoriser la mise en service. Si l'Office est convaincu que le pipeline peut être exploité de façon sûre, il accorde cette autorisation. En 2001, l'Office a rendu 24 ordonnances autorisant la mise en service de pipelines, de tronçons ou d'autres installations, soit 85 % de moins que l'année précédente, baisse qui témoigne du nombre moins élevé d'installations construites au cours de l'année.

Vérifications des systèmes de gestion

La publication du RPT-99 a permis à l'Office de poursuivre la transition vers la réglementation axée sur les buts. En vertu de cette approche, le règlement détermine les buts que les sociétés pipelinières doivent atteindre, mais les sociétés choisissent les meilleures méthodes pour y parvenir. Les buts énoncés dans le RPT-99 concernent les exigences de nature technique, de sécurité et de protection de l'environnement qui doivent être respectées à toutes les étapes du cycle de vie des pipelines. Chaque société doit pouvoir démontrer que les méthodes qu'elle choisit et utilise sont suffisantes et efficaces.

Pour assurer la conformité au RPT-99, l'Office a employé une démarche fondée sur le risque pour choisir les sociétés dont les systèmes, programmes, procédés, cahiers des charges, dossiers et documents feront l'objet de vérifications et d'inspections au cours de la construction et de l'exploitation des pipelines et installations connexes.

Trois vérifications ont été effectuées au début de 2001; elles ont porté sur les programmes d'intervention en cas d'urgence, d'éducation permanente et d'intégrité des pipelines. Une réunion préliminaire a eu lieu avec la société, ainsi qu'un examen de la documentation, des vérifications sur le terrain et la préparation d'un rapport d'évaluation. Les éléments attendus avaient été portés à la connaissance de la société avant la vérification, pour qu'il lui soit plus facile de se préparer. À la lumière des conclusions des vérifications, les sociétés doivent soumettre un plan de mesures correctives à l'Office. Trois autres vérifications ont été effectuées pendant la deuxième moitié de 2001; d'autres aspects du RPT-99 ont été inclus, y compris des questions environnementales.

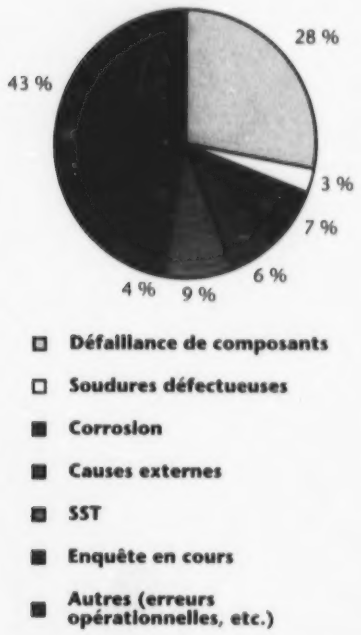
Au début de 2002, l'Office passera en revue son programme de vérifications afin d'établir s'il y a lieu d'apporter des améliorations, y compris l'élaboration d'une stratégie de vérification globale qui tiendra compte de différents éléments de risque en vue de l'établissement d'un cycle de vérification approprié, de même qu'un outil de priorisation des risques permettant de déterminer quelles sociétés doivent faire l'objet d'une vérification.

Enquêtes sur les incidents

L'ONÉ demeure à l'affût de moyens d'accroître la sécurité et il exige des sociétés pipelinières qu'elles fournissent de l'information sur leur rendement en matière de sécurité en signalant immédiatement les incidents qui surviennent sur leurs réseaux.

Même des incidents mineurs peuvent révéler l'état d'un pipeline ou indiquer qu'il faut améliorer les programmes de sécurité. L'Office fait enquête sur les incidents signalés pour constater les tendances possibles et prendre des mesures, au besoin, afin d'éviter que de tels incidents ne se reproduisent. De façon générale, l'Office ne mène des investigations sur le terrain que dans le cas d'accidents ayant entraîné des décès ou des blessures graves, ou d'importants rejets

FIGURE 10
Causes des incidents pipeliniers en 2001



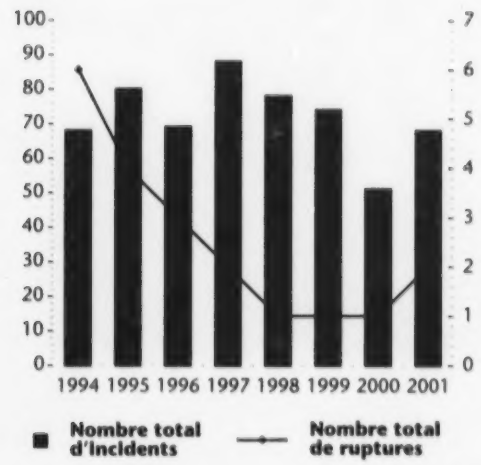
d'hydrocarbures. Les causes des incidents pipeliniers survenus en 2001 sont présentées à la figure 10.

Le 17 mars 2001, un accident mortel s'est produit lors de travaux sismiques dans les Territoires du Nord-Ouest. L'ONÉ a fait enquête en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et du *Code canadien du travail* au nom de Développement des ressources humaines Canada. En octobre 2001, l'ONÉ a émis un Avis de sécurité à l'intention des exploitants pour les informer du risque pour leurs employés et des mesures qu'ils doivent prendre pour modifier soit leur équipement, soit leurs procédés, afin de réduire ce risque davantage. L'ONÉ a présenté un rapport à Développement des ressources humaines Canada afin de l'aider à tenir sa propre enquête.

Soixante-huit incidents ont été signalés en vertu du RPT-99 en 2001. Bien que ce nombre soit beaucoup plus élevé que celui de 47 incidents survenus l'année précédente, il est quelque peu inférieur à la moyenne des sept dernières années, soit 77 (figure 11). L'augmentation par rapport à 2000 est attribuable à l'amélioration des méthodes de rapport des sociétés réglementées par l'Office. En 2001, quatre incidents ont causé des blessures à des travailleurs pipeliniers; un seul de ces incidents était directement lié à la construction. Ce nombre est légèrement inférieur aux cinq cas de blessures en 2000, dont un était directement lié à la construction.

Des 68 incidents signalés en 2001, plus de la moitié se sont produits dans des zones à accès contrôlé, comme les stations de compression ou les usines de traitement de gaz. En général, le public n'est pas exposé aux risques associés aux incidents survenant dans ces zones. Vingt incidents se sont produits dans des stations de compression ou de pompage, 18 dans des usines de traitement de gaz, et le reste le long d'emprises.

FIGURE 11
Incidents pipeliniers et ruptures de 1994 à 2001



L'ONÉ vise un objectif de zéro en ce qui a trait aux ruptures sur les pipelines de son ressort. En 2001, deux ruptures sont survenues, toutes deux sur des pipelines détenus et exploités par Enbridge.

La première s'est produite le 17 janvier 2001 en aval de Hardisty, en Alberta, sur la canalisation de pétrole brut lourd d'Enbridge. Environ 3800 mètres cubes de pétrole brut ont été rejetés dans un marécage englacé. Le Bureau de la sécurité des transports devrait publier un rapport d'enquête définitif à ce sujet au début de 2002.

Le 29 septembre 2001, un pipeline de pétrole brut d'Enbridge a éclaté près de Binbrook, localité située au sud de Hamilton, en Ontario. Environ 95 mètres cubes de pétrole ont été rejetés dans un champ de soja. Une enquête se poursuit.

L'ONÉ est chargé de veiller à ce que toutes les sociétés relevant de sa compétence disposent de plans d'intervention d'urgence adéquats pour

atténuer les effets négatifs que les déversements de pétrole ou les fuites de gaz naturel peuvent avoir sur la sécurité du personnel, la santé publique et l'environnement. Il examine ces plans pour assurer que les procédures nécessaires sont en place. En outre, il incite les sociétés pipelinières à tenir des exercices d'intervention d'urgence et y participe.

Lorsque survient une urgence, le rôle de l'ONÉ consiste avant tout à surveiller l'intervention de la société afin de s'assurer que toutes les mesures raisonnables sont prises pour protéger la sécurité des personnes et l'environnement. Grâce à un système de suivi de l'information, l'Office veille à ce que la société s'acquitte de ses responsabilités concernant la remise en état des sites touchés par une fuite ou un déversement. En 2001, un total de 46 fuites et déversements ont été signalés, soit plus que les 32 incidents de ce genre signalés l'année précédente. De ces 46 fuites, quatre ont été déclarées « importantes ».

Dans les régions pionnières, les situations dangereuses, selon la définition trouvée dans le *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)*, sont passées de 64 en 2000 à 79 en 2001. Cette hausse est attribuable en grande partie à des dommages à l'équipement; cependant, aucune blessure invalidante ni fuite majeure n'a résulté de ces situations. Les blessures invalidantes ont diminué, passant de 5,3 par million d'heures travaillées en 2000 à 3,1 par million d'heures travaillées en 2001.

Élaboration de règlements et lignes directrices

Un des moyens clés de promouvoir la sécurité et la protection de l'environnement est d'établir des règlements. L'Office continue de s'orienter vers une réglementation axée sur les buts afin d'accroître la responsabilité de l'industrie, d'augmenter la souplesse et l'efficacité, et de permettre l'adoption, en temps opportun, de meilleures techniques en matière d'exploitation et de sécurité. Ses règlements axés sur les buts s'appuient fermement sur des normes établies par consensus, comme celles de l'Association canadienne de normalisation, et ils mettent plus d'accent sur les systèmes d'évaluation et de gestion des risques. L'Office a publié des notes d'orientation sur les pratiques qu'il juge acceptables. Elles contiennent des éclaircissements, des avis pratiques et des suggestions pour favoriser la conformité aux règlements.

L'Office est à élaborer deux nouveaux règlements axés sur les buts. Le premier porte sur la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des usines de traitement de gaz qui sont de ressort fédéral. Le second porte sur la prévention des dommages aux pipelines enterrés. Ces deux règlements devraient entrer en vigueur en 2002 et 2004, respectivement.

En février 2001, en vue de l'élaboration de nouveaux règlements concernant la sécurité des pipelines, l'Office a publié les résultats d'un sondage intitulé *Résultats du sondage sur le règlement sur la prévention des dommages*. Des sociétés intéressées, des regroupements et des particuliers au nombre de 100 ont fourni des renseignements précieux sur différentes questions pertinentes. On peut consulter le rapport dans le site Internet de l'ONÉ.

L'ONÉ travaille activement à l'élaboration et au maintien de règlements sur les activités d'exploration et de mise en valeur visées par la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Ces règlements sont élaborés de concert avec Ressources naturelles Canada (RNCan), l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, le ministère des Ressources naturelles de la Nouvelle-Écosse et le ministère des Mines et de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador afin d'assurer une approche réglementaire commune pour les activités menées dans les régions extracôtières, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut. À cette fin, l'Office a poursuivi les consultations en 2001 en vue de

modifier bon nombre de règlements et de lignes directrices ressortissant à la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de les harmoniser avec les règlements pris aux termes des lois de mise en oeuvre des Accords.

L'ONÉ a conseillé Développement des ressources humaines Canada pour la mise à jour du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)*, pris aux termes de la partie II du *Code canadien du travail*. En août 2001, une modification aux termes du *Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail* est entrée en vigueur. Elle a permis de préciser l'autorité du gouvernement fédéral en matière de réglementation des appareils sous pression et de la tuyauterie sous pression dans le secteur des gazoducs et des oléoducs.

De concert avec l'industrie, d'autres organismes gouvernementaux et des groupes d'intervenants, l'ONÉ travaille à l'élaboration de normes établies par consensus, de pratiques exemplaires et d'approches communes à l'égard des questions liées à la sécurité et a l'environnement. À titre d'exemple, l'Office a participé à la révision de la norme Z662 de la CSA concernant les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, qui devrait paraître en 2003.

Recherche et développement

L'Office agit en qualité de Conseil de gestion du Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE), qui finance des projets de recherche d'ordre environnemental et social associés aux activités d'exploration, de mise en valeur et de production des hydrocarbures des régions pionnières.

En 2001, le Conseil de gestion du FÉE a approuvé huit nouvelles études et a continué de financer l'actualisation des normes de la CSA sur les structures extracôtières et l'élaboration de résumés analytiques des études et rapports concernant la prospection gazière et pétrolière dans le Nord. Il a également accordé un contrat visant l'étude des effets des travaux sismiques sur la pêche du crabe des neiges, qui sera entreprise en 2002. Toujours en 2001, les versions définitives de deux rapports ont été publiées et le FÉE s'est doté d'un site Internet, www.esrfunds.org.

EFFICIENCE ÉCONOMIQUE

Le troisième but général de l'Office est de veiller à ce que les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique. L'Office exerce une influence économique de trois principales façons :

- les décisions qu'il rend;
- les renseignements qu'il fournit aux Canadiens au sujet des marchés énergétiques;
- l'efficience de ses processus de réglementation.

En outre, l'Office se doit de bien gérer ses propres dépenses.

But 3 : *Les Canadiens et les Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.*

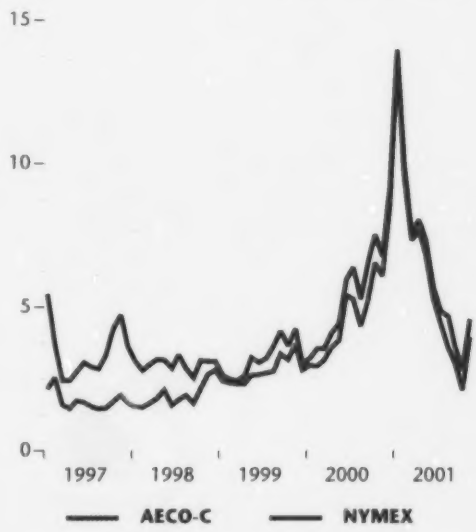
Incidence des décisions de l'ONÉ

Par ses décisions, l'Office s'attache à promouvoir le développement d'une infrastructure pipelinière qui assure le transport efficient du gaz naturel et du pétrole et répond aux besoins des utilisateurs. Pour réaliser cette efficience, il faut que la capacité puisse répondre aux besoins tant en amont qu'en aval, que les options de service à la disposition des expéditeurs soient suffisantes et que les investissements des sociétés pipelinières aient un rendement approprié.

Une bonne façon de savoir dans quelle mesure la capacité pipelinière est suffisante consiste à comparer les prix exigés aux principaux carrefours commerciaux. En ce qui concerne le gaz naturel, le carrefour AECO « C », en Alberta, et le carrefour Henry, en Louisiane, sont parmi les plus importants en Amérique du Nord. Comme l'indique la figure 12, les prix demandés à ces deux endroits sont intimement liés depuis la fin de 1998; cela indique que la capacité de transport du BSOC vers les marchés de l'Est est suffisante.

Durant une courte période en janvier 2001, les prix demandés au carrefour Sumas, dans l'État de Washington, étaient considérablement supérieurs aux prix du carrefour AECO « C ». Il se peut que cet écart exceptionnel ait été lié à la capacité pipelinière utilisée pour desservir le Lower Mainland de la Colombie-Britannique et les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique, ou encore à la forte demande de gaz canadien qui était nécessaire à ce moment-là pour l'approvisionnement des centrales électriques de la Californie. L'Office constate que les expéditeurs ont signé des contrats à long terme au printemps dernier afin d'appuyer un projet d'agrandissement du réseau de Westcoast qui ajouterait 5,7 millions de mètres cubes par jour à la capacité de transport entre le bassin producteur et le Lower Mainland.

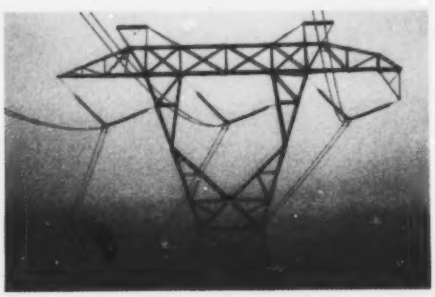
FIGURE 12
Comparaison des prix du gaz naturel - NYMEX et AECO « C »
(en dollars le gigajoule)



Le nombre d'options de service à la disposition des expéditeurs et des acheteurs de gaz est un autre critère de l'efficience du secteur pipelinier. Les producteurs d'hydrocarbures du BSOC peuvent maintenant opter pour le réseau Alliance, dont l'ensemble de services est différent de celui de TransCanada. Pour sa part, TransCanada introduit de nouveaux services depuis quelques années, notamment la capacité libérée additionnelle ainsi que le stationnement et les prêts. Les acheteurs de gaz de l'Ontario et du Québec peuvent eux aussi recourir à une plus grande variété d'options depuis la mise en service du réseau Vector; ce dernier est raccordé au réseau Alliance et à d'autres gazoducs des États-Unis pour desservir le sud de l'Ontario. Un marché est en train de se développer à Dawn, en Ontario. Il permet à de nombreux acheteurs de gaz de l'Est canadien de simplement acheter du gaz à cet endroit, sans avoir à réserver de la capacité de transport sur des réseaux à grande distance.

En ce qui a trait au transport de pétrole, l'Office a approuvé le programme d'agrandissement Terrace Phase II de la société Enbridge au printemps de 2001. Ce programme aura pour effet d'accroître la capacité de débit de pétrole et permettra d'éviter les contraintes que la non-exploitation de réserves de pétrole brut aurait pu provoquer.

En 1994, l'Office prenait la décision d'adopter une formule générale pour établir le rendement des capitaux propres. Cette formule devait s'appliquer à la plupart des grandes sociétés pipelinières du ressort de l'Office. Peu après, les sociétés et leurs expéditeurs négociaient un certain nombre de règlements en vertu desquels ils convenaient des droits et des tarifs d'un commun accord. Comme il s'agissait d'ententes de plusieurs années, l'ONÉ a tenu très peu d'audiences sur les questions de droits depuis ce moment-là. La formule générale est intégrée dans nombre de règlements négociés, bien que certains règlements autorisent la détermination du rendement des capitaux propres par d'autres moyens.



Même si aucun critère ne permet de déterminer directement dans quelle mesure les rendements des pipelines sont adéquats, le fait que la plupart des sociétés et des expéditeurs aient accepté le taux de rendement des capitaux propres déterminé au moyen de la formule générale indique que cette formule a bien fonctionné pendant de nombreuses années. L'Office constate toutefois que le secteur pipelinier s'est beaucoup transformé ces derniers temps et qu'il sera peut-être plus difficile pour les sociétés et les expéditeurs de trouver un terrain d'entente, comme l'indiquent les quatre audiences sur des questions tarifaires tenues par l'Office en 2001. L'Office a également reçu une demande de la part de TransCanada, qui a sollicité un examen de son taux de rendement du capital.

Le renforcement des liens entre les composantes du réseau électrique nord-américain suscite beaucoup d'intérêt depuis que les États-Unis ont ouvert leurs marchés de puissance électrique en gros. En 2001, l'Office a reçu trois demandes concernant des lignes internationales de transport d'électricité.

Information sur le marché de l'énergie

Une des responsabilités de l'Office est de se tenir parfaitement informé du fonctionnement des marchés de l'énergie pour qu'il soit bien conscient des effets de ses décisions sur les participants. L'Office surveille le marché gazier pour assurer que les consommateurs de gaz du Canada peuvent se procurer du gaz naturel canadien à des conditions semblables à celles qui sont offertes aux acheteurs américains. Enfin, l'Office croit que le public canadien doit être informé du fonctionnement des marchés énergétiques canadiens. Pour toutes ces raisons, l'Office surveille les

marchés de l'énergie et publie régulièrement des rapports sur les tendances et faits nouveaux concernant ces marchés.

Accès équitable au gaz naturel, au pétrole et à l'électricité

L'Office surveille le prix du gaz naturel canadien sur le marché intérieur et le prix du gaz à l'exportation. On devrait normalement s'attendre à ce que dans un marché libre, la composante produit du prix du gaz, par exemple à la frontière de l'Alberta, soit essentiellement la même pour tous les acheteurs, que ce soit sur le marché intérieur ou dans un autre pays. La figure 13 confirme que l'écart entre les prix payés sur le marché intérieur et les prix à l'exportation a été très faible durant 2001.

En ce qui concerne le pétrole brut, un rapport semblable existe entre les prix du marché intérieur et ceux du marché d'exportation. Cela prouve encore une fois que les Canadiens ont accès au pétrole brut canadien à des conditions au moins aussi favorables que celles offertes aux acheteurs étrangers (figure 14).

FIGURE 13
Prix du gaz destiné aux marchés intérieur et d'exportation de l'Est - Frontière de l'Alberta
(en dollars le gigajoule)

L'Office surveille aussi les marchés de l'électricité, bien que ce soit un peu plus difficile étant donné l'absence d'un marché ouvert en fonctionnement dans plusieurs régions du pays.

Évaluations du marché de l'énergie

Dans le cadre de son rôle de surveillance des questions énergétiques, l'Office publie des évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) qui visent à fournir des analyses des principaux produits énergétiques, de façon globale ou en fonction d'un produit en particulier. L'Office étoffe son analyse en consultant des parties qui ont un intérêt dans les domaines à l'étude. En 2001, il a publié deux ÉMÉ portant respectivement sur l'électricité et les liquides de gaz naturel, de même qu'un rapport technique sur les ressources de pétrole brut. Tous les trois à cinq ans, l'Office produit en outre une étude sur l'offre et la demande d'énergie à long terme. La plus récente a été entreprise en 2001 et sera publiée au début de 2003.

L'ÉMÉ intitulée *Le secteur de l'électricité au Canada - Tendances et enjeux* a été publiée en mai 2001. Elle portait sur la demande et la production d'électricité au Canada et comprenait une analyse du secteur dans chaque province pour ce qui concerne le commerce, l'évolution de la réglementation et les prix. D'après le rapport, les marchés provinciaux

FIGURE 14
Prix à l'exportation et prix affiché à Edmonton du pétrole brut léger
(en dollars le mètre cube)

semblent approvisionnés suffisamment, malgré la hausse de la demande ces dernières années. On y lit de plus que les prix à la consommation ont été stables en général depuis plusieurs années, dans toutes les provinces sauf l'Alberta, où les prix ont grimpé en 2000 et 2001 lorsque l'offre s'est quelque peu raréfiée. Bien que l'électricité au Canada soit principalement de source hydraulique et qu'elle se vende généralement à prix compétitif en Amérique du Nord, on s'attend à ce que de nombreuses nouvelles centrales projetées soient alimentées au gaz naturel. En ce qui concerne la déréglementation, l'ÉMÉ signale que la restructuration des marchés de l'électricité se poursuit différemment d'une province à l'autre selon les décisions que chacune prend.

La deuxième ÉMÉ, intitulée *Liquides de gaz naturel en Amérique du Nord - Établissement des prix et convergence*, a également été publiée en mai 2001. Elle portait sur l'établissement des prix des LGN et l'incidence de la convergence des prix énergétiques. Elle révèle que les prix élevés du gaz naturel à la fin de 2000 et au début de 2001 ont influé non seulement sur les prix des LGN, mais également sur la façon dont la valeur de ces liquides est établie sur le marché. Selon les prix relatifs du pétrole, du gaz et des LGN, les producteurs qui disposent de volumes discrétionnaires peuvent soit extraire les liquides, soit les laisser dans le flux de gaz.

En août 2001, l'Office a publié un rapport technique intitulé *Ressources de pétrole lourd classique du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*. D'après ce rapport, les ressources de pétrole lourd du BSOC ont été sous-estimées par le passé et il convient de hausser les volumes estimatifs de pétrole en place de 20 %. Grâce à l'amélioration des techniques actuelles et aux perfectionnements futurs, 21 % des ressources découvertes et 12 % des ressources non découvertes seraient récupérables à la longue, ce qui ajouterait 95 millions de mètres cubes aux volumes récupérables estimatifs.

Prix du gaz naturel et de l'électricité - Foire aux questions (FAQ)

Afin de fournir au public de plus amples informations et explications sur ce qui se passe dans les marchés du gaz naturel et de l'électricité, l'Office maintient dans son site Web une FAQ introduite en 2000. Les questions abordent les préoccupations relatives aux prix, les forces sous-jacentes de l'offre et de la demande qui sont à l'œuvre dans le marché, ainsi que le rôle de l'Office dans l'approbation des exportations de gaz naturel. Les questions sur l'électricité traitent de la réglementation de l'industrie, de la formation des prix, de la restructuration des marchés de l'électricité ainsi que du rôle de l'Office dans l'approbation des exportations.

Surveillance continue

À titre d'organisme de réglementation des secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, l'Office dresse plusieurs rapports statistiques. Les données sont regroupées pour chaque mois, et des résumés annuels existent pour toutes les années postérieures à 1985. Les domaines traités comprennent notamment : exportations et importations de gaz naturel (volumes et prix); exportations de propane et de butanes; exportations de pétrole brut et de produits pétroliers; prix à l'exportation du pétrole brut léger et lourd; offre et utilisation du pétrole brut; importations et exportations d'électricité. On peut consulter ces rapports dans le site Internet de l'Office.

Efficience de la réglementation

Pour continuer d'être un organisme de réglementation efficace, l'ONÉ cherche non seulement à améliorer l'efficience de ses processus actuels, mais aussi à bien se préparer en vue d'importantes activités à venir dans le domaine de la réglementation.

Traitement des demandes

La révision de l'ordonnance de simplification effectuée par l'Office à la fin de 2000 a éliminé la nécessité pour les sociétés de soumettre des demandes concernant de nombreux projets courants qu'elles prévoient réaliser sur leurs propriétés lorsque ces projets ne causent aucune préoccupation sur le plan de l'environnement ou de la sécurité, et ne touchent aucune tierce partie. Le nombre de demandes visant des installations de faible envergure que l'Office a traitées en 2001 a donc diminué par rapport à celles qu'il aurait eu à traiter si cette ordonnance n'avait pas été révisée. Les demandes déposées étaient de nature complexe et ont nécessité des délais de traitement plus longs.

Directive sur la médiation

En août 2001, l'Office a adopté une directive sur la médiation qui a eu pour effet de mettre en place un processus de médiation volontaire pour le règlement des oppositions soulevées par les propriétaires fonciers dans le cadre des audiences sur les tracés détaillés. Ce processus offre un autre moyen de régler les différends qui opposent propriétaires et sociétés en ce qui a trait au choix du tracé détaillé d'un pipeline ou d'une ligne de transport d'électricité.

Rapports de surveillance

Au début de 2001, l'Office a institué un processus visant l'examen du niveau approprié de l'information financière requise aux termes de la partie XI des *Directives concernant les exigences de dépôt* (DED). Le 6 décembre 2001, l'Office a annoncé qu'à la lumière des commentaires reçus des parties intéressées, il avait décidé de modifier les DED en ce qui concerne les rapports de surveillance.

Les sociétés réglementées en vertu de la méthode du coût du service devront continuer de soumettre des rapports trimestriels, mais elles devront dorénavant y inclure des renseignements mensuels sur le débit. De plus, ces sociétés devront soumettre des rapports intérimaires durant les périodes où les droits sont perçus à titre provisoire.

Les sociétés réglementées en vertu d'un règlement à caractère incitatif pourront négocier avec leurs expéditeurs les exigences de dépôt autres que celles qui sont précisées dans les DED. Toutefois, les dépôts doivent :

- inclure certains renseignements de base;
- être effectués au moins annuellement sauf les données sur le débit, qui doivent être déposées tous les trois mois;
- avoir lieu même durant les périodes où les droits sont perçus à titre provisoire.

TABLEAU 9
Profil des dépenses et des effectifs

Exercice (1er avril au 31 mars)	Dépenses (en milliers de dollars)	Équivalents temps plein
1996 - 1997	26 855	272
1997 - 1998	28 048	264
1998 - 1999	53 187[a]	277
1999 - 2000	26 900	286
2000 - 2001	26 216	289
2001 - 2002	27 967[b]	287

(a) En 1998, l'ONÉ a versé 22,2 millions de dollars en paiements après avoir conclu des arrangements à l'amiable avec l'industrie énergétique concernant les coûts liés à sa réinstallation d'Ottawa à Calgary.

(b) Estimation.

Dépenses de l'ONÉ

Le tableau 9 présente les dépenses et les effectifs de l'ONÉ pour les six derniers exercices. Depuis 1991, l'ONÉ recouvre jusqu'à 90 % de ses frais de fonctionnement auprès des sociétés qu'il réglemente. Le lecteur trouvera plus de détails sur les budgets et les plans de l'organisation dans le *Budget des dépenses 2001-2002, partie II* de l'ONÉ et le *Rapport sur les plans et les priorités de 2001-2002*; on peut consulter ces deux documents dans le site Internet de l'Office.

PARTICIPATION DU PUBLIC

L'Office a considérablement innové au cours de l'année en ce qui concerne les activités axées sur le but 4. Durant ses 42 ans d'existence, il a donné l'occasion au public de participer au processus de prise de décisions réglementaires. Ces occasions ont été plus nombreuses ces dernières années. La portée des consultations sur les nouveaux procédés a été élargie, les réunions et audiences dans les localités visées se sont multipliées et le public dispose d'outils plus variés pour s'informer au sujet des activités de l'ONÉ.

En plus des activités décrites ci-après, l'Office a précisé l'état final qu'il souhaite en matière de participation du public, ce qui l'a mené à se donner trois objectifs dans ce domaine :

- développer sa capacité interne;
- comprendre les besoins du public en matière de participation;
- éliminer les obstacles à la participation.

Les activités futures de l'ONÉ seront orientées vers l'atteinte de ces objectifs.

But 4 : *L'ONÉ répond aux nouveaux besoins liés à la participation du public.*

Développer sa capacité interne

Pour que ses efforts portent fruit, l'Office exercera toutes ses activités internes et externes en favorisant une culture fondée sur la consultation. Il doit disposer d'une variété de mécanismes de participation du public pour pouvoir faire face à toute situation qui se présente. L'Office a pris d'importantes mesures pour développer sa capacité interne au cours de l'année. En plus de la formation du personnel en techniques de participation, l'Office a entrepris de définir des principes de participation du public et de développer sa capacité de règlement extrajudiciaire des différends.

Comprendre les besoins du public en matière de participation

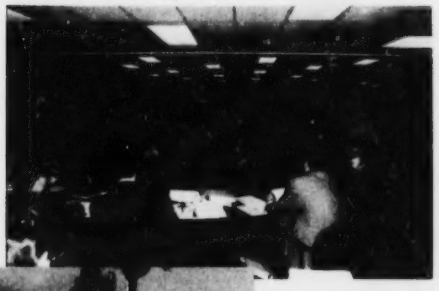
Afin d'exercer son mandat comme il convient, l'ONÉ doit comprendre les besoins des personnes et des groupes qui s'intéressent aux questions dont il traite, y compris ceux des participants aux instances et ceux des groupes intéressés à la mise en valeur des ressources énergétiques. L'ONÉ cherche notamment à se sensibiliser aux besoins des propriétaires fonciers et des Autochtones concernant leur participation. Pour réussir dans cette entreprise, l'Office doit tenir compte de la diversité des besoins liés à la participation du public à ses activités et pouvoir répondre à ces besoins de manière convenable et efficace tout en assurant l'intégrité des processus décisionnels.

Activités des membres de l'Office

En plus d'être bien préparé et accessible pour les instances de réglementation, l'ONÉ se doit d'être bien informé sur les perspectives régionales et les questions émergentes. Pour approfondir son rôle comme organisme de réglementation national, l'Office entretient des contacts réguliers avec une gamme d'intervenants.

Visite au Canada atlantique

Afin de communiquer avec les intervenants hors du cadre des instances de réglementation, la majorité des membres de l'Office, le chef des opérations, l'avocate générale et le secrétaire se sont rendus dans les Maritimes au cours de la première semaine de mai 2001. Ce voyage avait pour but de rencontrer les intervenants de manière informelle et de partager des renseignements, discuter de sujets d'intérêt mutuel et développer un réseau de relations.



Durant la semaine, l'Office a rencontré les représentants de plusieurs ministères et organismes gouvernementaux, associations, entreprises, groupes autochtones et groupes de défense de l'intérêt public. Les représentants de l'Office ont été bien accueillis partout et les rencontres ont favorisé le début d'un dialogue constructif. Un des principaux messages est venu des groupes autochtones et des groupes de défense de l'intérêt public, qui ont manifesté le besoin d'obtenir plus de renseignements sur le fonctionnement de l'Office et des conseils sur leur participation à ses processus.

Consultation du public

Comme suite à ce dialogue avec les intervenants, l'ONÉ prend des mesures afin d'intégrer leurs points de vue et leurs besoins dans ses processus. Il cherche à leur donner plus d'occasions de participer aux instances de réglementation, et à rendre ses processus plus compréhensibles. À cette fin, l'ONÉ organise des séances d'information publique et des consultations du public quand ce dernier manifeste un intérêt appréciable pour un projet particulier. L'Office a tenu des séances d'information publique et des ateliers sur le projet GSX à différents endroits en Colombie-Britannique. Des membres du personnel de l'ONÉ et de l'ACÉE étaient sur place pour aider le public, y compris les Premières nations, à se préparer pour leur participation à l'audience qui aura lieu prochainement, et pour expliquer les modalités du financement de leur participation par l'ACÉE. L'ONÉ a adopté une nouvelle méthode pour traiter des questions qui lui sont soumises. En 2001, en prévision d'une audience concernant la demande de TransCanada visant un rendement équitable, l'ONÉ a organisé une conférence à l'intention des participants pour discuter des questions de procédure. Cette conférence a permis de traiter de ces questions de façon plus efficace que dans le cadre d'une audience formelle.

L'Office consulte également le public durant l'actualisation des processus et instruments de réglementation. Au cours de l'année, il a publié les résultats d'un sondage sur le projet de Règlement sur la prévention des dommages aux pipelines. Les résultats sont affichés dans le site Internet de l'Office. L'Office a également réalisé un sondage exhaustif auprès des propriétaires fonciers afin de mesurer leur degré de satisfaction quant à leurs relations avec l'ONÉ et à l'information qu'ils reçoivent de l'ONÉ et des sociétés pipelinières. Les résultats ont servi à créer une base de données sur laquelle l'Office pourra compter pour continuer à déterminer le degré de satisfaction des propriétaires au sujet des questions qui relèvent de sa compétence.

Participation autochtone

En septembre 2001, l'ONÉ a entrepris de réévaluer et d'actualiser l'approche qu'il emploie pour favoriser la participation des Autochtones à ses processus de réglementation. Les premiers travaux sont terminés. Les prochaines étapes comprendront des discussions informelles avec les intervenants et les ministères pour cerner les intérêts en cause et déterminer les pratiques exemplaires.

Éliminer les obstacles à la participation

Afin d'assurer l'efficacité de ses processus, l'ONÉ doit veiller à ce que les personnes désireuses de participer n'aient pas à surmonter d'obstacles inutiles. Certaines parties ont laissé entendre que le caractère formel d'un bon nombre de processus de l'Office est intimidant. Il importe en outre que les parties aient facilement accès aux renseignements dont elles ont besoin pour participer efficacement. À cette fin, l'Office doit s'assurer que ses processus ne présentent aucun obstacle pouvant nuire à la participation de toute personne ayant un intérêt légitime dans l'issue d'un processus. L'Office tient généralement ses audiences publiques là où l'intérêt public pour un projet est le plus manifeste, afin de faciliter la participation du public.

En 2001, l'Office a modifié son questionnaire postérieur aux audiences et conçu un autre questionnaire à l'intention des personnes et groupes qui participent aux séances d'information publique et de consultation parrainées par l'ONÉ. L'information recherchée vise notamment à cerner les obstacles à la participation ainsi qu'à mesurer la satisfaction des participants aux processus de l'Office en général. L'Office s'est servi de ces renseignements pour améliorer le processus d'audience et assurer que les publications soient rédigées dans un langage clair et simple.

Services d'information publique

L'ONÉ se rend compte que pour participer efficacement aux affaires de l'Office, les Canadiens et les Canadiennes doivent avoir accès à de l'information facile à comprendre, à jour et pertinente. L'Office continue donc à améliorer ses processus d'information publique en les rendant plus facilement accessibles et compréhensibles. Il s'est aussi engagé à améliorer l'accès électronique aux principaux renseignements et processus de réglementation de l'Office, au moyen de son site Web.

Outils de communication

Site Internet (www.neb-one.gc.ca)

Le site Internet de l'ONÉ a continué de s'agrandir en réponse aux besoins des Canadiens et des Canadiennes intéressés par les questions relevant de l'ONÉ. Des renseignements sur les domaines

suivants sont régulièrement publiés dans ce site : rôle et responsabilités de l'Office en matière de réglementation, rapports d'évaluation du marché de l'énergie, données statistiques, information sur les régions pionnières, sécurité des pipelines et droits. Les instances de réglementation récentes ou en cours sont aussi traitées, notamment par la publication de communiqués, des ordonnances d'audience, des transcriptions de toutes les audiences publiques, des motifs de décision et du bulletin *Activités de réglementation*, publié chaque mois.

Au cours de l'année, l'Office a diffusé l'émission audio de toutes ses audiences par le truchement de son site Web. Ce service a été bien accueilli par ies utilisateurs et l'Office continuera de l'offrir et de l'améliorer en 2002.

Communiqués

L'Office publie des communiqués concernant les questions qui lui sont soumises : demandes importantes, audiences publiques, décisions, consultations publiques et annonces importantes. L'Office a diffusé 47 communiqués en 2001. Il encourage les clients à consulter les communiqués sur son site Web, mais ces documents peuvent aussi être obtenus auprès de la bibliothèque de l'Office, par télécopieur ou par la poste.

Activités de réglementation

L'ONÉ publie un bulletin mensuel appelé *Activités de réglementation*, disponible sur son site Internet et sous forme imprimée. Publié depuis 1982, ce bulletin fournit de l'information à jour sur les demandes soumises à l'Office et d'autres questions que ce dernier est appelé à traiter.

Bulletins d'information

L'Office publie une série de bulletins d'information et de brochures sur ses activités. La mise à jour des bulletins entreprise en 2000 s'est poursuivie durant l'année. Les nouveaux documents seront publiés au cours de 2002. On trouvera une liste complète des bulletins d'information de l'Office dans le Supplément III du présent rapport.

Dépôt électronique

À l'automne de 2001, après avoir atteint une étape déterminante, l'Office a décidé de remplacer le format de lecture des documents qu'elle comptait utiliser pour son système de dépôt électronique, soit le langage SGML (Standard Generalized Markup Language), par le format PDF (Portable Document Format). Cette décision découle des leçons tirées du projet-pilote de dépôt électronique lancé en avril 2001. Le changement a pour but de faciliter le dépôt électronique des demandes par les sociétés ainsi que la participation en direct des parties intéressées au processus décisionnel.

À compter de février 2002, l'accès aux documents de réglementation de l'Office se fera par le truchement du site Internet. Les personnes et groupes désireux de déposer des documents auprès de l'Office de cette façon seront incités à utiliser un formulaire électronique.

L'initiative Gouvernement en direct permettra d'améliorer le système de dépôt électronique dans le contexte des efforts de l'Office en vue d'améliorer les services en ligne qu'il offre aux intervenants.

Numéro sans frais

L'Office reconnaît également que même si les divers médias auxquels il a recours permettent des communications efficaces, ils ne sauraient combler le besoin d'interaction personnelle. Par conséquent, l'Office invite le public à communiquer avec lui par l'intermédiaire de son numéro sans frais (1-800-899-1265). Pendant l'année 2001, l'ONÉ a reçu près de 3 800 appels à son numéro sans frais 1-800, comparativement à 3 000 en l'an 2000.

UN RICHE BASSIN D'EXPÉRIENCE

L'Office national de l'énergie est formé de huit membres à temps plein, nommés en raison de leur vaste expertise dans le domaine de l'énergie et de la politique publique. Notre équipe multidisciplinaire reflète l'éventail de perspectives et de connaissances pratiques dont l'Office a besoin pour rendre des décisions sur des projets énergétiques qui sont conformes à l'intérêt public canadien, ainsi que pour conseiller le gouvernement du Canada en matière d'énergie. Les membres cumulent une expérience diversifiée, acquise tant dans le secteur privé que dans le secteur public, qui englobe les disciplines suivantes : économie, génie, environnement, finances, droit, sciences, participation publique et sécurité.

Kenneth W. Vollman

Natif de la Saskatchewan, M. Vollman détient une maîtrise en génie mécanique de l'université de la Saskatchewan et est membre de l'Association of Professional Engineers of Alberta.

M. Vollman a consacré toute sa carrière au domaine de l'énergie. Acquérant une expérience pratique de la production gazière et pétrolière dans l'entreprise privée, il a ensuite poursuivi sa carrière à l'ONÉ où il a travaillé tour à tour dans les secteurs de l'offre et de la demande d'énergie, des pipelines, de la réglementation de l'énergie et de la gestion. Il a été nommé président en 1998, après avoir occupé les charges de membre et de vice-président.

Au cours des 30 dernières années, M. Vollman a rédigé un grand nombre d'exposés qu'il a présentés à l'occasion de conférences nationales et internationales.

Judith A. Snider

Originaire de l'Ontario, M^me^ Snider détient un baccalauréat en droit de l'université de Calgary et un baccalauréat ès sciences (mathématiques) de l'université Carlton. Elle est membre du barreau de l'Alberta depuis 1982.

Rowland J. Harrison

Originaire d'Australie, M. Harrison possède une maîtrise en droit de l'université de l'Alberta et est membre des barreaux de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de l'Alberta. Au fil de sa carrière, il a acquis une vaste expérience comme conseiller et chercheur dans les domaines de la réglementation de l'énergie et de la politique énergétique.

M. Harrison a été professeur de droit dans diverses universités canadiennes, où il a enseigné le droit du pétrole et du gaz, des cours supérieurs de droit des hydrocarbures, le droit constitutionnel et le droit administratif. Il a fait partie de la haute direction de divers organismes, dont l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, l'Institut canadien du droit des ressources, l'Institut de recherche en politiques publiques et le Dalhousie Institute of Environmental Studies. Plus récemment, il a été un associé au bureau de Calgary de Stikeman Elliott, un cabinet d'avocats canadien qui travaille au Canada et à l'étranger.

John S. Bulger

Natif du Manitoba, M. Bulger a obtenu un doctorat en chimie physique de l'université York, à Toronto, et un grade supérieur en gestion de l'université McGill, à Montréal. Ses champs d'expérience englobent les approvisionnements, les opérations, la planification, la réglementation et la prestation de conseils sur les questions énergétiques.

Avant d'être nommé à l'Office, il a occupé le poste de chargé principal des questions de réglementation chez Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd., à Halifax (Nouvelle-Écosse). Antérieurement, il avait été membre de la haute direction de Gaz Métropolitain pendant près de vingt ans. M. Bulger a commencé sa carrière chez Du Pont Canada Inc.

M. Bulger est membre de l'Institut de chimie du Canada.

Jean-Paul Théorêt

Natif du Québec, M. Théorêt possède un bagage diversifié de formation et d'expérience qui englobe les affaires, l'économie, le droit et la réglementation de l'énergie.

Il a été commissaire à la Régie de l'énergie du Québec pendant huit ans. Élu député à l'Assemblée nationale en 1985, il y a rempli les fonctions d'adjoint parlementaire du ministre de l'Industrie, du Commerce et de la Technologie, et de vice-président de la Commission de l'économie et du travail.

M. Théorêt compte 30 ans d'expérience comme homme d'affaires, à titre de vice-président directeur d'une importante société de distribution de produits alimentaires et de propriétaire de magasins d'alimentation au Québec.

Elizabeth (Liz) Quarshie

Originaire du Ghana, M^me^ Quarshie détient une maîtrise en génie environnemental de l'université de l'État de Washington et est membre de l'Association des ingénieurs professionnels et des géoscientifiques de la Saskatchewan. Elle est également vérificatrice environnementale agréée.

M^me^ Quarshie cumule plus de 15 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie, ayant détenu divers postes de cadre supérieur chez Cogema Resources Inc. et Cameco, à Saskatoon, et dirigé des programmes dans des domaines tels que l'hygiène et la sécurité professionnelles, l'évaluation des incidences environnementales, la conformité à la réglementation et les affaires publiques. En outre, elle a acquis dans l'industrie une solide expérience de la planification, de la conception, de l'élaboration, de la mise en oeuvre, de la surveillance et de la désaffectation de projets.

M^me^ Quarshie possède également de l'expérience dans les domaines suivants : radioprotection, lutte antiémissions, gestion des déchets solides et dangereux, traitement de l'eau et des eaux usées, recherche et évaluation, systèmes de gestion environnementale, vérification et développement communautaire.

Deborah W. Emes

Native de la Saskatchewan, M^me^ Emes détient une maîtrise en économie de l'université de Calgary et est analyste financière agréée. Elle possède une connaissance pratique et théorique de la prestation de conseils dans les domaines de la réglementation, de l'économie et des marchés.

M^me^ Emes a occupé divers postes dans les secteurs privé et public, dont celui de gestionnaire des services stratégiques auprès de la British Columbia Utilities Commission. En outre, elle a offert des séminaires sur la conception des droits et le coût du capital pour le compte de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique.

Carmen L. Dybwad

Originaire de la Saskatchewan, M^me^ Dybwad détient un doctorat de l'université de Waterloo en planification régionale et exploitation des ressources. Elle possède une formation en économie ainsi qu'une connaissance d'expert, pratique et théorique, dans les domaines de la participation publique, du développement des ressources et de l'électricité.

M^me^ Dybwad a occupé plusieurs postes auprès du gouvernement de la Saskatchewan et de la Saskatchewan Power Corporation, y compris celui de gestionnaire en politique et planification environnementales. Plus récemment, elle était professeure adjointe à l'université de Regina où elle a donné des cours en économie environnementale, en développement durable et en administration publique.

Henry A. Regier

Le 8 décembre 1999, M. Henry A. Regier a été nommé membre temporaire de l'Office pour siéger à la Commission d'examen conjoint du projet de gazoduc Canadian Millennium. Son mandat a pris fin le 31 décembre 2001.

Bryan Williams

Le 18 septembre 2001, l'honorable Bryan Williams a été nommé membre temporaire de l'Office (mandat d'un an) pour s'occuper de questions reliées à l'examen par une commission conjointe du projet de pipeline GSX Canada.

SUPPLÉMENT I

Le mandat de l'Office

L'Office national de l'énergie est un tribunal de réglementation fédéral indépendant qui a été créé en 1959. Il rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre de Ressources naturelles Canada. L'Office est un tribunal d'archives qui détient tous les pouvoirs conférés à un tribunal supérieur en ce qui a trait à la comparution aux audiences, à l'assermentation des témoins et à leur interrogatoire, à la production et à l'inspection de documents ainsi qu'à l'application de ses ordonnances. À la fin de 2001, l'ONÉ comptait huit membres permanents (il pourrait en nommer un maximum de neuf) nommés pour un mandat de sept ans.

En vertu des pouvoirs de réglementation que lui confère la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office autorise la construction et l'exploitation des oléoducs, gazoducs et productoducs interprovinciaux et internationaux; la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité et de certaines lignes interprovinciales qui sont désignées de ressort fédéral; l'établissement des droits et des tarifs des sociétés pipelinières qui relèvent de sa compétence; l'exportation de pétrole, de gaz naturel et d'électricité, et l'importation de gaz naturel. En vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, l'Office est aussi habilité à réglementer les activités d'exploration et de production du pétrole et du gaz dans les régions pionnières qui ne sont pas régies par des accords conjoints fédéraux-provinciaux.

Le mandat de l'Office consiste aussi à fournir des conseils techniques spécialisés à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, à l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, à Ressources naturelles Canada et au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

En vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, l'Office est chargé de réaliser des évaluations environnementales de la planification, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et de la cessation d'exploitation des projets énergétiques de son ressort. Suivant la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, les activités de l'Office en matière d'environnement comprennent trois volets distincts : l'évaluation des impacts environnementaux éventuels des projets; la surveillance et l'application des conditions rattachées à l'autorisation des projets; la surveillance permanente des activités d'exploitation.

L'Office est responsable du fonctionnement sécuritaire des pipelines relevant de sa compétence et les inspecteurs de l'Office sont aussi nommés à titre d'agents de sécurité et de santé aux fins de l'application de la partie II du *Code canadien du travail*.

L'Office conseille le Ministre, sur demande, sur les questions touchant son champ de compétences à titre d'organisme de réglementation. La *Loi sur le pipe-line du Nord* et la *Loi sur l'administration de l'énergie* confèrent à l'Office des attributions précises. On trouvera ci-après une liste des lois, règlements, règles et lignes directrices en vertu desquels l'Office exerce ses activités ou assume des responsabilités.

Lois

Loi sur l'Office national de l'énergie
Code canadien du travail, partie II
Loi sur les opérations pétrolières au Canada

Loi fédérale sur les hydrocarbures
Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
Loi sur l'administration de l'énergie
Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie
Loi sur le pipe-line du Nord

Règlements et autres dispositions aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le pétrole et le gaz (partie VI de la Loi)
Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité
Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations
Ordonnance n° MO-62-69 de l'Office national de l'énergie
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie I
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie II
Ordonnance générale n° 1 relative aux conditions générales concernant les croisements par des pipelines
Ordonnance générale n° 2 relative aux conditions générales concernant les croisements de pipelines
Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995
Règlement de l'Office national de l'énergie sur la signification
Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs
Règlement concernant la qualification des produits pétroliers
Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres
Règles de 1986 sur la procédure des comités d'arbitrage sur les pipe-lines
Règlement sur les croisements de lignes de transport d'électricité
Proclamation étendant au pétrole l'application de la Partie VI de la Loi (7 mai 1970)
Règlement sur les renseignements relatifs aux droits
Simplification des demandes en vertu de l'article 58 - Ordonnance XG/XO-100-2000

Directives, lignes directrices et protocoles aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie

Conformité aux exigences touchant les renseignements sur l'environnement, prescrites par les Directives concernant les exigences de dépôt de l'Office (23 décembre 1997)
Renseignements sur l'approvisionnement en gaz à déposer aux termes du *Règlement concernant le pétrole et le gaz (partie VI)* (16 mai 1997)
Procédures de dépôt des demandes d'ordonnance de droit d'accès présentées aux termes de l'article 104 (27 octobre 1999)
Politique de vérification au titre de la réglementation financière de l'Office national de l'énergie (23 février 1999)
Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (7 septembre 1999)
Directives concernant les exigences de dépôt (22 février 1995)
Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (23 août 1994)
Lignes directrices relatives aux renseignements environnementaux à produire par les demandeurs pour l'autorisation de construire et d'exploiter des usines de traitement de gaz et de chevauchement, des usines et des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), et des usines et des terminaux de liquides de gaz naturel (LGN), de gaz de propane liquéfié (GPL) et de butanes, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (26 juin 1986)

Directives concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (révisées le 26 août 1998)

Directives - Mise en application de la méthode de l'accès équitable au marché aux fins de l'octroi de licences d'exportation à long terme de pétrole brut et d'équivalents (17 décembre 1997)

Protocole sur la réglementation des compagnies du groupe 2 (6 décembre 1995)

Protocole sur la conservation des registres comptables des compagnies du groupe 1 selon les *Règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs* (30 novembre 1994)

Mesures de rendement déposées dans le cas des rapports de surveillance trimestriels à la fin de l'année (26 janvier 1996)

Directives - Renseignements financiers soumis à l'Office national de l'énergie par les compagnies pipelinières du groupe 1 (6 décembre 2001)

Règlements aux termes de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada

Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada
Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada
Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz au Canada
Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada
Règlement sur les opérations sur le pétrole et le gaz du Canada
Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz

Directives et notes d'orientation aux termes de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada

Notes à l'intention du demandeur - Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable

Guidance Notes for the Canada Oil and Gas Drilling Regulations [Notes d'orientation liées au *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*]

Guidance Notes for the Canada Oil and Gas Diving Regulations [Note d'orientation relative au *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada*]

Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières

Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers

Règlements aux termes de la Loi fédérale sur les hydrocarbures

Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales
Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales

Règlements aux termes de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale

Règlement sur la liste d'étude approfondie
Règlement sur la liste d'exclusion
Règlement déterminant des autorités fédérales
Règlement sur la liste d'inclusion

Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées
Règlement sur le processus d'évaluation environnementale des projets à réaliser à l'extérieur du Canada
Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale

Règlements aux termes du Code canadien du travail, partie II

Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)
Règlement sur les comités de sécurité et de santé et les représentants
Règlement canadien sur la sécurité et la santé au travail

Règlements aux termes de la Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie

Règlement sur la liste d'exemption
Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie
Règlement sur l'exigence d'un examen préalable

Dispositions aux termes de la Loi sur le pipe-line du Nord

Règlement sur l'avis d'opposition du pipe-line du Nord
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line en Saskatchewan
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique
Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique
Décret chargeant le ministre du Commerce extérieur comme ministre responsable de l'application de la Loi
Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de certains ministres en vertu de certaines Lois au membre du Conseil privé pour le Canada désigné comme ministre aux fins de la Loi
Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de l'Office national de l'énergie aux termes des parties I, II, et III du *Règlement sur les gazoducs* au ministre désigné aux fins de la Loi
Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres mises en réserve pour le parc national Kluane
Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres territoriales

Règlement aux termes de la Loi sur les terres territoriales

Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada

SUPPLÉMENT II

Compagnies relevant de la compétence de l'ONÉ

Ci-dessous se trouve la liste des compagnies pipelinières et des services d'électricité, relevant de la compétence de l'ONÉ, qui possèdent et (ou) exploitent des pipelines interprovinciaux ou internationaux ou des lignes de transport d'électricité interprovinciales ou internationales. Les compagnies pipelinières sont réparties en deux groupes. Le groupe 1 comprend les grandes compagnies de gazoduc et d'oléoduc qui font l'objet d'une vérification régulière de la part de l'Office. Le groupe 2 englobe toutes les autres compagnies pipelinières relevant de la compétence de l'ONÉ.

On distingue trois catégories de compagnies aux fins du recouvrement des frais : les compagnies de grande importance, les compagnies de moyenne importance et les compagnies de faible importance. Le classement des compagnies est basé sur la taille, le débit et le coût du service.

Groupe 1 Gazoducs

Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
TransCanada PipeLines Limited, B.C. System
Westcoast Energy Inc.

Groupe 1 Oléoducs (pétrole et produits pétroliers)

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines Inc.
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Pipelines Trans-Nord Inc.
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.

Groupe 2 Gazoducs

AEC Oil and Gas
AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
AEC West Ltd.
Agence des douanes et du revenu du Canada
AltaGas Services Inc.
AltaGas Transmission Inc.
ANG Gathering & Processing Ltd.
Bear Paw Processing Company (Canada) Ltd.
Calpine Canada Resources Ltd.
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Midstream Pipeline Limited Partnership
Canadian-Montana Pipe Line Company Limited
Canadian Natural Resources Limited
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipeline Corporation Limited
Chauvco Oil & Gas Ltd.
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
Devon Energy Canada Corporation
Duke Energy Canada Pipeline Ltd.
ELAN Energy Inc.
Enbridge Consumers' Gas Limited
Fletcher Challenge Energy Canada Inc.
Forty Miles Gas Co-op Ltd.
Gibson Petroleum Company Limited

Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
KeySpan Energy Canada
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Mobil Oil Canada Ltd.
Murphy Canada Exploration Ltd.
Niagara Gas Transmission Limited
Olympia Energy Inc.
Omers Resources Limited
PanCanadian Petroleum Limited
Peace River Transmission Company Limited
Penn West Petroleum Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Quest Oil & Gas Inc.
Rigel Oil and Gas Ltd.
Sable Offshore Energy Incorporated
St. Clair Pipelines Ltd.
Samson Canada Ltd.
Shiha Energy Transmission Ltd.
Star Oil and Gas Ltd.
Superman Resources Ltd.
Suprex Energy Corporation
Talisman Energy Inc.
Taurus Exploration Ltd.
Union Gas Limited
Vector Pipeline Limited Partnership
Wascana Pipe Line Ltd.
177293 Canada Ltd.

Groupe 2 Oléoducs (pétrole et produits pétroliers)

Aurora Pipe Line Company
BP Canada Energy Company
Conoco Canada Ltd.
Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Ethane Shippers Joint Venture
Express Pipeline Ltd.
Federated Pipe Lines (Northern) Ltd.
Husky Energy Inc.
Husky Oil Operations Ltd.
ISH Energy Ltd.
Les Pipes-Lines Montréal Limitée
Manito Pipelines Ltd.
Murphy Oil Company Ltd.
Nexen Marketing
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Pétrolière Impériale Ressources Limitée
Pipestone Pipelines Ltd.
Plains Marketing Canada, L.P.
Pouce Coupé Pipe Line Ltd.
PrimeWest Energy Inc.
Saskatchewan Oil and Gas Corporation
SCL Pipeline Inc.
SCL Québec Pipeline Inc.
Sun-Canadian Pipe Line Company Limited
Sun Pipe Line Company
Taurus Exploration Ltd.
Williams Energy (Canada) Inc.
Yukon Pipelines Limited

Productoducs

Abitibi-Consolidated Inc.
E.B. Eddy Forest Products Ltd.
Fraser Paper Inc. (Canada)
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Souris Valley Pipeline Limited

Services d'électricité et autres compagnies

Abitibi-Consolidated Inc.
Aquila Canada Corp.
ATCO Electric Ltd.
ATCO Power Ltd.
Bonneville Power Administration
BP Canada Energy Company
British Columbia Hydro and Power Authority
Canadian Niagara Power Company, Limited
The Canadian Transit Company
Candela Energy Corporation
Chandler Energy Inc.
CMS Marketing, Services and Trading Company
Columbia Power Corporation
Cominco Ltd.
Constellation Power Source, Inc.
Coral Energy Canada Inc.
Detroit & Canada Tunnel Corporation
Duke Energy Marketing Canada Ltd.
Dynegy Canada Inc.
Edison Mission Marketing & Trading, Inc.
El Paso Merchant Energy, L.P.

Énergie Maclaren Inc.
Engage Energy Canada, L.P.
Engage Energy US, L.P.
ENMAX Energy Marketing Inc.
Enron Canada Corp.
Entergy-Koch Trading, LP
Fermes (y compris bungalows et charges isolées)
Fraser Paper Inc. (Canada)
Hydro-Manitoba
Hydro One Networks Inc.
Hydro-Québec
IDACORP Energy L.P.
Inland Pacific Energy Services Ltd.
Lac La Croix Power Authority
Marketing D'Énergie HQ Inc.
Mirant Americas Energy Marketing, L.P.
Montwegan International Energia Resorce Inc.
Nova Scotia Power Inc.
NRG Power Marketing, Inc.
Ontario Power Interconnected Markets Inc.
PanCanadian Energy Services
PG&E Energy Trading - Power L.P.
Roseau Electric Cooperative Inc.
St. Clair Tunnel Company
Saskatchewan Power Corporation
Sempra Energy Trading Corp.
Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité
Sonat Power Marketing Inc.
Sonat Power Marketing, L.P.
Tractebel Energy Marketing Inc.
TransAlta Energy Marketing Corp.
TransCanada Energy Ltd.
West Kootenay Power Ltd.
WPS Canada Generation, Inc.

SUPPLÉMENT III

Documents

Bulletins d'information

L'Office publie des bulletins d'information sur les sujets suivants :

1. Procédures d'approbation du tracé d'un pipeline
2. Le processus d'audience publique
3. Procédure pour les requêtes sans audience
4. Comment participer à une audience publique
5. Les publications de l'Office
6. Transport, droits et tarifs
7. La bibliothèque de l'Office national de l'énergie
8. Électricité
9. Protection de l'environnement
10. Droits et tarifs pipeliniers : Compendium de termes
11. Le Bureau d'information sur les terres domaniales
12. La sécurité pipelinière
13. La réglementation des pipelines : Aperçu pour les propriétaires et les locataires

L'Office publie également les brochures suivantes :

Vivre et travailler à proximité d'un pipeline : Guide du propriétaire foncier, 2001
Travaux d'excavation et de construction à proximité de pipelines, février 2001

Principaux documents publiés en 2001

Installations pipelinières

Murphy Oil Company Ltd.
Doublement de pipeline de gaz marchand Chinchaga dans le Nord de la Colombie-Britannique - GH-1-2001
Motifs de décision, mars 2001

Westcoast Energy Inc.
Achat d'un pipeline dans la région Maxhamish du Nord-est de la Colombie-Britannique - GH-3-2000
Motifs de décision, avril 2001

Westcoast Energy Inc.
Pipeline de soufre de l'usine à gaz de Pine River - MH-1-2001
Décision rendue de vive voix le 12 avril 2001

Enbridge Pipelines Inc.
Programme d'agrandissement Terrace, Phase II - OH-1-2000
Motifs de décision, mai 2001

Westcoast Energy Inc.
Pipeline de soufre de l'usine à gaz de Pine River - MH-1-2001
Motifs de décision, octobre 2001

Petro-Canada
Gazoduc de Medicine Hat - GH-3-2001
Motifs de décision, décembre 2001

Droits et tarifs

Murphy Oil Company Ltd.
Pipeline Milk River - Plainte concernant les droits
Motifs de décision, août 2001

BC Gas Utility Ltd.
Révision des motifs de décision RH-2-98 concernant les droits - RH-2-2001
Motifs de décision, octobre 2001

Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Droits - RH-3-2001
Lettres de décision, 8 et 15 novembre 2001

TransCanada PipeLines Limited
Droits - RH-1-2001
Motifs de décision, novembre 2001

Taux de rendement du capital-actions ordinaire fixé pour 2002
Lettre de décision, 6 décembre 2001

Directives concernant les exigences de dépôt
Révision de la Partie XI intitulée : Rapports de surveillance trimestriels que les compagnies pipelinières du groupe I doivent déposer en vertu du *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits*, 6 décembre 2001

Électricité

Coral Energy Canada Inc.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 25 janvier 2001

NRG Power Marketing Inc.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 25 janvier 2001

El Paso Merchant Energy, L.P.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 20 juin 2001

Entergy Power Marketing Corp.
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 9 mars 2001

BP Canada Energy Company
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 13 juillet 2001

Société indépendante de gestion du marché de l'énergie de l'Ontario
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 5 juillet 2001

PanCanadian Energy Services
Exportation d'électricité
Lettre de décision, 18 juillet 2001

Autres documents

Bulletins *Activités de réglementation*
Douze numéros : 1er janvier au 1er décembre 2001

Conseils sur la préparation d'une trousse d'information préliminaire pour un projet gazier dans les Territoires du Nord-Ouest, diffusés conjointement par les présidents des agences et organismes chargés d'évaluer et de réglementer les projets énergétiques dans les Territoires du Nord-Ouest, février 2001

Office national de l'énergie - Rapport annuel de 2000, avril 2001

Le secteur de l'électricité au Canada - Tendances et enjeux
Évaluation du marché de l'énergie, mai 2001

Liquides de gaz naturel en Amérique du Nord - Établissement des prix et convergence
Évaluation du marché de l'énergie, mai 2001

Directive - Médiation relative aux oppositions au tracé détaillé, juillet 2001

Rapport technique - Ressources de pétrole lourd classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, août 2001

Office national de l'énergie - Budget des dépenses 2001-2002
Partie III - Rapport sur les plans et les priorités

Rapport sur le rendement de l'Office national de l'énergie pour la période se terminant le 31 mars 2001

Office national de l'énergie - Rapport présenté conformément à la *Loi sur l'accès à l'information* et à la *Loi sur la protection des renseignements personnels* (1er avril 2000 - 31 mars 2001)

SUPPLÉMENT IV

Instances

1. *Première nation des Chipewyan d'Athabasca, British Columbia Wildlife Federation et Steelhead Society of British Columbia c. British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro)*

Cour d'appel fédérale

La Première nation des Chipewyan d'Athabasca a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'Office, datée du 6 janvier 1999, suivant laquelle un permis d'exportation a été délivré à BC Hydro. La British Columbia Wildlife Federation et la Steelhead Society of British Columbia ont également demandé l'autorisation d'interjeter appel de cette décision. La Cour a autorisé l'appel dans les deux cas et un avis d'appel a été signifié à l'Office.

Le 2 septembre 1999, la Cour d'appel fédérale a ordonné que les deux appels soient joints.

Décision : La Cour a accueilli l'appel le 14 mars 2001. Dans ce jugement, la Cour a ordonné que l'Office reçoive de BC Hydro et examine des renseignements complémentaires sur les changements que la délivrance des permis sollicités occasionnerait du point de vue de l'exploitation des installations de BC Hydro, le cas échéant, et détermine les effets environnementaux négatifs, s'il en est, que ces changements entraîneraient.

Le 26 septembre 2001, l'Office, tel que l'avait ordonné la Cour d'appel fédérale, a examiné la preuve produite par BC Hydro, ainsi que les observations de toutes les parties, et a décidé de délivrer à BC Hydro les permis d'exportation demandés.

2. *Canadian Forest Oil Limited (Canadian Forest) c. Chevron Canada Resources (Chevron) et Ranger Oil Limited (Ranger)*

Cour d'appel fédérale

Le 24 janvier 2000, Canadian Forest a déposé une requête en révision judiciaire auprès de la Cour d'appel fédérale concernant une déclaration de découverte exploitable (DDE) relative au puits de gaz Fort Liard K-29 que l'Office avait délivrée à Chevron et Ranger le 5 janvier 2000. Par cette demande, Canadian Forest cherchait à faire annuler la décision de l'Office aux motifs qu'il avait enfreint les règles de justice naturelle et d'équité en matière de procédure en délivrant la DDE avant la fin du délai de 30 jours prescrit dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et en omettant d'inclure Canadian Forest dans sa liste des parties directement touchées. Canadian Forest a demandé également la prise de mesures provisoires pour empêcher l'Office de délivrer d'autres permis ou approbations liés à la mise en valeur de la région visée par la DDE.

Décision : Le 21 juin 2001, Canadian Forest a déposé un avis de désistement auprès de la Cour d'appel fédérale.

3. *Geophysical Services Incorporated c. le président de l'Office national de l'énergie et le Commissaire à l'information du Canada*

Division de première instance de la Cour fédérale

En novembre 2000, une requête en révision judiciaire a été signifiée à l'Office à la suite d'un refus à une demande d'accès à l'information. Dans la requête en révision judiciaire, le requérant soutenait que l'Office avait conclu à tort qu'on pouvait raisonnablement s'attendre à ce que la communication des renseignements demandés occasionne des pertes financières importantes ou porte atteinte à la position concurrentielle d'un tiers.

Décision : Au 31 décembre 2001, l'affaire n'avait pas encore été inscrite pour audition.

4. *Federation of Saskatchewan Indian Nations; chefs des Nations visées par le Traité n° 4 et le Traité n° 8 (FSIN) - Alliance Pipelines Ltd.*

Cour d'appel fédérale

Le 2 mai 2001, la FSIN a déposé une requête en révision judiciaire à l'encontre de la décision du 2 avril 2001 de l'ONÉ visant à rejeter la demande qu'elle lui avait adressée afin qu'il convoque une audience pour examiner la révocation ou la suspension du certificat d'utilité publique (GC-98) délivré à Alliance. La FSIN soutenait qu'Alliance avait contrevenu à l'une des conditions du certificat.

Le 24 octobre 2001, la FSIN a déposé un dossier de requête qui, au jugement de la Cour, n'était pas conforme aux Règles de la Cour fédérale ni à une ordonnance interlocutoire de la Cour. Cette dernière a suggéré que la FSIN envisage de présenter une requête pour modifier sa demande.

Décision : Au 31 décembre 2001, la FSIN n'avait pris aucune autre mesure pour modifier sa demande.

5. *TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) - Règlement sur le recouvrement des frais (RRF) - Réseau British Columbia de TransCanada*

Cour d'appel fédérale

Le 24 octobre 2001, TransCanada a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel de la décision du 27 septembre 2001 de l'Office visant à annuler le droit de TransCanada de bénéficier, dans le cas de son réseau BC, du plafond de 2 % prévu au RRF.

Décision : Le 3 décembre 2001, TransCanada a déposé un avis de désistement auprès de la Cour d'appel fédérale.

6. *Premières nations de Saulteau - Installations Kwoen de Westcoast Energy Inc.*

Révision par l'ONÉ

Le 22 août 2001, les Premières nations de Saulteau ont demandé à l'Office de réviser une ordonnance autorisant Westcoast à construire les installations Kwoen et de surseoir à son exécution. Les Premières nations de Saulteau ont invoqué les motifs suivants pour la révision et le sursis : (i) erreurs de droit ou de compétence; (ii) évolution des circonstances depuis la fin de l'instance tenue à l'origine : défaut de l'avocat précédent de comparaître devant l'Office et comparution ultérieure du nouvel avocat; (iii) faits non versés en preuve à l'instance tenue à l'origine; et (iv) nature du préjudice qui résultera de l'ordonnance.

Le 24 août 2001, l'Office a décidé d'établir un processus pour examiner les observations des parties concernant la demande. Plus précisément, l'Office a sollicité des observations sur la question de savoir si un doute avait été soulevé quant au bien-fondé de l'ordonnance ou de la décision de l'Office, et si un sursis devrait être accordé.

Décision : Le 5 octobre 2001, après avoir examiné les observations de toutes les parties intéressées, l'Office a décidé de rejeter la requête en révision déposée au nom des Premières nations de Saulteau.

7. *Westcoast Energy Inc. - Installations Kwoen*

Révision par l'ONÉ

Le 27 septembre 2001, l'Office a décidé, de sa propre initiative, de réexaminer l'ordonnance par laquelle il avait approuvé la construction des installations Kwoen de Westcoast. Le 19 septembre 2001, Westcoast a informé l'Office qu'elle avait détecté des problèmes concernant le puits de réinjection de Talisman Energy Inc. situé à la coordonnée b-65-B/93-p-5 (puits b-65) et que la connexion des installations Kwoen au puits b-65, telle qu'approuvée par l'ordonnance XG-W005-22-2001, semblait être sérieusement en doute. L'Office a noté que le puits b-65 est essentiel à l'exploitation des installations Kwoen, telles qu'elles ont été approuvées. En l'absence d'une connexion entre le pipeline de réinjection Kwoen et le puits b-65, la viabilité du projet Kwoen et d'autres projets qui lui sont liés peut être remise en question.

Décision : Au 31décembre 2001, l'Office n'avait pas encore réexaminé l'ordonnance.

8. *BC Gas Utility Ltd. (BC Gas) - Westcoast Energy Inc. (Westcoast)*

Révision par l'ONÉ

Le 8 mai 2001, BC Gas a présenté une demande à l'Office pour solliciter : (i) la révision et la modification de la décision de l'Office à l'instance RH-2-98 et de l'ordonnance TG-2-99 délivrée à l'issue de celle-ci; et (ii) la délivrance d'une ordonnance fixant les modalités suivant lesquelles Westcoast doit transporter le gaz naturel de Kingsvale et Hope à Huntingdon, en Colombie-Britannique.

Suivant la décision RH-2-98, l'Office avait approuvé une demande de BC Gas voulant qu'un point de réception soit établi sur le réseau de Westcoast à Kingsvale et que cette dernière soit tenue de recevoir, de transporter et de livrer tout gaz reçu à Kingsvale qui était destiné à la zone de livraison Huntingdon. L'Office avait décidé à l'époque que le droit de zone 4 de Westcoast, établi pour le service jusqu'à Huntingdon, était celui qu'il convenait d'exiger pour le service de transport garanti de Kingsvale à Huntingdon.

En juin 2001, l'Office, après avoir examiné les observations des parties intéressées, a jugé que, dans l'ensemble, les circonstances différentes et faits nouveaux que BC Gas avait invoqués justifiaient sa demande de révision de la décision RH-2-98 et a donc convoqué une audience publique pour examiner la demande.

Décision : Le 1er novembre 2001, l'Ofrice a rendu sa décision dans laquelle il a conclu ce qui suit :

- si Westcoast agrandit son réseau entre Kingsvale et Huntingdon pour fournir un service de transport à BC Gas entre ces deux points, un droit de 12 cents le millier de pieds cubes (¢/10^3pi^3) sera facturé;
- jusqu'à ce que le réseau Westcoast soit agrandi, le droit facturé pour les livraisons garanties de Kingsvale à Huntingdon demeurera le droit intégral de zone 4;
- l'Office s'abstenait pour le moment de déterminer ce qui constituerait un droit acceptable pour le service de transport garanti de Hope à Huntingdon;
- l'Office rejetterait toute demande visant à faire modifier la conception actuelle des droits applicables au service interruptible ainsi que d'autres aspects de la conception des droits du service garanti dans la zone 4 qui sont associés au retrait de Kingsvale de la zone de livraison Inland.

9. *Webb Real Estate (Webb) - Maritimes & Northeast Pipelines Management Ltd. (M&NP)*

Révision par l'ONÉ

Le 27 avril 2001, Webb a prié l'Office de réviser une ordonnance délivrée aux termes de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* par laquelle il a approuvé la construction de certaines installations de M&NP, ainsi qu'une ordonnance de droit d'accès rendue à cette fin.

Webb a soutenu que l'Office avait commis une erreur en refusant de lui accorder une prolongation de délai suffisante pour le dépôt d'observations, qu'il avait soulevé une crainte de partialité en accordant une prolongation insuffisante et qu'il avait enfreint les règles de justice naturelle en rendant sa décision sans accorder à Webb une possibilité raisonnable de présenter d'autres arguments.

Décision : Le 25 mai 2001, l'Office a déterminé que le requérant n'avait pas établi une preuve *prima facie* suffisante du bien-fondé de réviser l'une ou l'autre des ordonnances, et a rejeté la requête en révision.

SUPPLÉMENT V

Coopération avec d'autres organismes

L'Office national de l'énergie coopère avec d'autres organismes afin de réduire les chevauchements en matière de réglementation et de fournir des services plus efficaces.

Administration du pipe-line du Nord (APN)

L'Office assure une aide technique et administrative à l'APN, qui assume la responsabilité première, en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord*, de surveiller la planification et la construction du tronçon canadien du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, projet réalisé par Foothills Pipe Lines Ltd. Le président de l'Office, M. Kenneth W. Vollman, agit en qualité de directeur et de fonctionnaire désigné de cet organisme.

Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE)

Le personnel de l'ONÉ prend une part active aux travaux de l'ACÉE : il fait partie du Conseil supérieur de l'évaluation environnementale et siège à titre d'observateur au Comité consultatif de la réglementation. Cette participation se solde par une coordination efficace des responsabilités de réglementation en matière d'évaluation environnementale.

Alberta Energy and Utilities Board (EUB)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec l'EUB sur l'intervention d'urgence en cas d'incident pipelinier. Le protocole décrit l'aide mutuelle qui peut être offerte en cas d'accident pipelinier en Alberta et prévoit l'intervention plus rapide et plus efficace des deux organismes.

L'ONÉ et l'EUB ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Alberta. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT)

CAMPUT est un organisme sans but lucratif regroupant les commissions, régies et offices fédéraux, provinciaux et territoriaux chargés de réglementer les services publics d'électricité et d'aqueducs, les services de distribution de gaz et les entreprises pipelinières au Canada. Les membres et le personnel de l'ONÉ siègent au comité exécutif de l'Association, pour promouvoir la sensibilisation et la formation des membres et du personnel des tribunaux d'utilité publique. En 2001, les membres et le personnel de l'Office ont assisté à la conférence annuelle organisée par CAMPUT.

Bureau de la sécurité des transports du Canada (BSTC)

L'ONÉ assume la responsabilité exclusive de la réglementation de la sécurité des oléoducs et des gazoducs de ressort fédéral, mais pour les enquêtes sur les accidents liés aux pipelines, il oeuvre de concert avec le BSTC. Les rôles et attributions de chaque organisme sont décrits dans un protocole d'entente.

Canadian Coalbed Methane Forum (CCMF)

L'ONÉ est un membre actif du CCMF, un forum canadien sur le méthane de gisements houillers, pour suivre le développement de cette ressource en tant que source potentielle d'approvisionnement en gaz. Le CCMF regroupe des représentants de l'industrie et de divers ministères et organismes fédéraux et provinciaux.

Comisión Reguladora de Energía (CRE) du Mexique

Le personnel de l'ONÉ et celui de la CRE entretiennent des rapports informels suivis afin de mettre en commun l'expérience des deux organismes dans le domaine de la réglementation ainsi que l'information sur les marchés nord-américains de l'énergie. Ces rapports, qui comprennent des visites réciproques du personnel, devraient aboutir dans la prochaine année à la signature d'une entente de coopération.

Coopération au chapitre de l'évaluation des répercussions environnementales et de l'examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest

En 2001, l'ONÉ a travaillé de concert avec les offices et organismes qui seraient chargés de l'évaluation environnementale et de l'examen réglementaire d'un éventuel grand projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest, afin d'élaborer un projet de plan de coopération (PPC). Le plan de coopération est un outil de planification qui doit permettre aux parties de tirer profit des occasions de coopérer et de coordonner leurs processus d'examen dans le cadre de la législation en place. Il définit le cadre général d'un processus efficace, souple et mené en temps opportun, qui assure une meilleure participation du public et des collectivités du Nord. Afin de réduire le double emploi, le plan prévoit la consolidation de l'information, le partage des ressources de soutien technique et la tenue conjointe d'un registre public. Les parties en cause sont : l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office des terres et des eaux du Sahtu, l'Office gwich'in des terres et des eaux, l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, le Bureau d'examen et le Comité d'étude des répercussions environnementales pour la région désignée des Inuvialuit, le Conseil inuvialuit de gestion du gibier, la Commission inuvialuit d'administration des terres, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien, ainsi que des observateurs de la Première nation Deh Cho, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et du gouvernement du Yukon.

Développement des ressources humaines Canada (DRHC)

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec DRHC aux fins de l'application du *Code canadien du travail* dans le cas des activités et des installations qui sont du ressort de l'ONÉ et de la coordination des responsabilités en matière de sécurité aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC)

Les dirigeants de l'ONÉ et de la FERC entretiennent un dialogue régulier sur leurs expériences respectives à titre d'organismes de réglementation et échangent des informations du domaine public pour aider à planifier et à gérer la charge de travail des deux organismes.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MÉM)

L'ONÉ et le MÉM ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Colombie-Britannique. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération.

Le MÉM est également membre du Canadian Coalbed Methane Forum (forum canadien sur le méthane de gisements houillers), tout comme la Commission géologique du Canada et l'ONÉ.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Saskatchewan (MÉM)

L'ONÉ et le MÉM ont travaillé de concert sur des questions liées aux ressources, mais aucune entente officielle n'a encore été signée.

Ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon (MEÉ)

L'ONÉ continue de travailler avec les représentants du gouvernement du Yukon afin de faciliter le transfert des responsabilités en matière de réglementation du pétrole et du gaz, conformément à l'Entente de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon. Il fournit des conseils techniques spécialisés au MEÉ.

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

Les membres de l'ONÉ participent régulièrement aux réunions de la NARUC aux États-Unis, notamment pour examiner les faits nouveaux sur le marché du gaz américain qui pourraient influer sur le commerce transfrontière du gaz naturel.

Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE) et Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE)

Les présidents respectifs de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE, ainsi que des hauts fonctionnaires des ministères de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador et de la Nouvelle-Écosse et des dirigeants de RNCan, forment le Conseil d'harmonisation. Les membres du Conseil examinent et tranchent les questions horizontales qui intéressent leurs organisations respectives afin d'assurer la collaboration et l'harmonisation des démarches à l'échelle du Canada dans le domaine de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole. Le personnel de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE collabore également à l'examen, la mise à jour et la modification des règlements et lignes directrices régissant les activités gazières et pétrolières menées sur les terres visées par les Accords.

En outre, le personnel de l'ONÉ fournit une expertise technique à RNCan, à l'OCTHE et à l'OCNHE à l'égard de questions techniques d'intérêt mutuel, comme l'évaluation des réservoirs, la santé et la sécurité professionnelles, les opérations de plongée et les travaux de forage et de production.

Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie (OEREVM)

À la fin de l'exercice 2000, l'ONÉ et l'OEREVM ont signé un protocole d'entente qui établissait un cadre de coopération entre les deux organismes aux fins de l'évaluation des incidences environnementales de projets menés dans la vallée du Mackenzie. Lorsqu'il s'agit d'un projet de pipeline transrégional, l'ONÉ détient des responsabilités en vertu de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* et de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Le protocole d'entente favorise la coopération des deux organismes afin de réduire les chevauchements et de rehausser l'efficacité du processus d'examen environnemental.

Pipeline Technical Regulatory Authorities of Canada Council (PTRACC)

L'ONÉ préside un conseil formé du personnel d'organismes techniques de régie, fédéraux et provinciaux. Le PTRACC se réunit périodiquement au cours de l'année pour discuter des initiatives dans les domaines de la sécurité pipelinière et de la protection de l'environnement.

Ressources naturelles Canada (RNCan)

En 1996, l'Office a signé un protocole d'entente avec RNCan afin de réduire les chevauchements et de renforcer la coopération. Ce protocole d'entente porte sur des points comme la collecte des données, l'amélioration des modèles énergétiques et les études spéciales. Le protocole a été reconduit avec de légères modifications en janvier 2000.

SUPPLÉMENT VI

Liste des annexes

Les rapports statistiques suivants ont été publiés séparément à titre d'Annexes au rapport annuel. On peut en consulter la version électronique sur le site Web de l'Office ou se procurer un exemplaire de la version imprimée auprès du Bureau des publications ou composer le (403) 299-3562 ou le 1-800-899-1265, nous envoyer un fax au (403) 292-5503 ou visiter notre site Web (www.neb-one.gc.ca).

Annexe A

- A1 Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents
- A2 Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume - au 31 décembre 2000
- A3 Offre et utilisation de gaz naturel
- A4 Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable - au 31 décembre 2000
- A5 Offre et utilisation de liquides de gaz naturel
- A6 Travaux géophysiques
- A7 Dépenses d'exploration et de mise en valeur
- A8 Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada
- A9 Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières
- A10 Production et utilisation d'électricité

Annexe B

- B1 Certificats délivrés en 2001 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur
- B2 Ordonnances délivrées en 2001 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
- B3 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 2000 et 2001
- B4 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1997 à 2001
- B5 Exportations de produits pétroliers par mois - 2001
- B6 Exportations de produits pétroliers par compagnie - 2000 et 2001

Annexe C

- C1 Certificats délivrés en 2001 pour la construction d'installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur
- C2 Ordonnances délivrées en 2001 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur
- C3 Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2001
- C4 Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2001
- C5 Exportations de gaz naturel par point d'exportation - 1997 à 2001
- C6 Exportations totales nettes de propane et de butanes - 2000 et 2001

Annexe D

D1 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs

D2 Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service

D3 Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe 1

Annexe E

E1 Certificats et permis délivrés en 2001 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

E2 Ordonnances modificatrices délivrées en 2001 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

E3 Ordonnances de révocation rendues en 2001 à l'égard de lignes internationales de transport d'électricité

E4 Licences délivrées en 2001 relativement à l'exportation d'électricité

E5 Permis et ordonnances délivrés en 2001 relativement à l'exportation d'électricité

E6 Exportations d'électricité en 2001

E7 Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 2001 (par province)

E8 Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada en 2001 (par région ou état américain)

SUPPLÉMENT VII

Structure de l'ONÉ

Haute direction de l'Office

Gaétan Caron	chef des opérations
Judith Hanebury	avocate générale
Brenda Kenny	chef de secteur, Demandes
John McCarthy	chef de secteur, Opérations
Terrance Rochefort	chef de secteur, Produits
Byron Goodall	chef de secteur, Gestion de l'information
Valerie Katarey	chef de secteur, Services généraux
Michel Mantha	secrétaire de l'Office
Bonnie Gray	chef de projet, Préparation au développement dans le Nord
Glenn Booth	spécialiste en chef, Économie
Claudine Dutil-Berry	spécialiste en chef, Environnement (intérimaire)
Vacant	spécialiste en chef, Ingénierie

Attributions des secteurs

L'Office est structuré en cinq secteurs qui représentent ses principaux domaines d'activité, à savoir : Demandes, Opérations, Produits, Gestion de l'information et Services généraux. De plus, le bureau de la direction comprend trois autres composantes qui fournissent des services spécialisés à l'Office, soit les Services juridiques, l'Équipe de leadership professionnel et les Services de réglementation.

Description des secteurs

Demandes

Le Secteur des demandes a pour tâche de traiter et d'évaluer toutes les demandes présentées aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La plupart de celles-ci tombent sous le coup des parties III et IV de cette loi, lesquelles visent les installations et les droits et tarifs. Le personnel du Secteur des demandes est aussi chargé de la surveillance et de la vérification financières des pipelines réglementés par l'Office.

Opérations

Le Secteur des opérations s'occupe de toutes les questions relatives à la sécurité et à l'environnement pour ce qui est des installations visées par la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. À ce titre, il est chargé de mener des inspections et des vérifications en matière de sécurité et de protection de l'environnement, de faire enquête sur les accidents et de surveiller les méthodes d'intervention en cas d'urgence. Le Secteur est aussi chargé de réglementer la mise en valeur des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par des accords. Il lui incombe, enfin, d'élaborer des règlements et des lignes directrices dans tous les domaines susmentionnés.

Produits

Le Secteur des produits est chargé d'assurer la surveillance de l'industrie et des marchés de l'énergie. À ce titre, il lui incombe de produire des prévisions de l'offre et de la demande de produits énergétiques au Canada et de mettre à jour les lignes directrices et les règlements régissant les exportations d'énergie, comme l'exige la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Le Secteur se charge également de traiter les demandes relatives aux exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité, les demandes d'importation de gaz naturel, de même que les demandes concernant la construction et l'exploitation de lignes internationales de transport d'électricité.

Gestion de l'information

Le Secteur de la gestion de l'information est chargé d'élaborer et de mettre en oeuvre une stratégie de gestion de l'information pour l'Office et de diffuser l'information dont ont besoin les intervenants internes et externes.

Services généraux

Le Secteur des services généraux est chargé de fournir les services nécessaires pour appuyer l'Office dans la gestion de ses ressources humaines, matérielles et financières.

Bureau de la direction

Le bureau de la direction répond de la capacité globale de l'Office et de son aptitude à satisfaire aux impératifs stratégiques et opérationnels. À ce titre, il est chargé de fournir des avis juridiques en matière de gestion et de réglementation, de maintenir et d'accroître le savoir-faire technique de l'Office dans les domaines de l'économie, de l'environnement et du génie, ainsi que de fournir un soutien au chapitre de l'administration des audiences et de la réglementation.

SUPPLÉMENT VIII

Liste des abréviations

ACÉE	Agence canadienne d'évaluation environnementale
ACV	assurance de conformité volontaire
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
BC Gas	BC Gas Utility Ltd.
BC Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
canalisation n° 9	l'oléoduc Montréal-Sarnia d'Enbridge
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Cartier	Cartier Pipeline and Company, Limited Partnership
CSA	Association canadienne de normalisation
DED	*Directives concernant les exigences de dépôt*
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Énergie NB	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
FAQ	Foire aux questions
FÉE	Fonds pour l'étude de l'environnement
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GSX	Georgia Strait Crossing Pipeline Limited
Hydro-Manitoba	Régie de l'hydro-électricité du Manitoba
LGN	liquides de gaz naturel
Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
LOPC	*Loi sur les opérations pétrolières au Canada*
M&NP	Maritimes and Northeast Pipeline Management Ltd.
NOVA	NOVA Gas Transmission Ltd.
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PDF	Portable Document Format
PIB	produit intérieur brut
Powerex	British Columbia Power Exchange Commission
RÉA	Rapport d'étude approfondie
RPT-99	*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
RTO	organisme régional de transport
SDÉ	système de dépôt électronique
SGIES	système de gestion de l'information sur l'environnement et la sécurité
SGML	Standard Generalized Markup Language
Sumas	Sumas Energy 2 Inc.
TMPL	Trans Mountain Pipeline Company Ltd.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Vector	Vector Pipeline Ltd.
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WTI	West Texas Intermediate

TABLE DE CONVERSION AU SYSTÈME MÉTRIQUE

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les cinquante minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

mètre	=	3,28 pieds
kilomètre	=	0,62 mille
hectare	=	2,47 acres
mètre cube de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 pied cube de gaz naturel, ou 1 000 Btu pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité
gigajoule	=	10^9 joules
pétajoule	=	10^{15} joules
gigawattheure	=	10^6 kilowattheures
térawattheure	=	10^9 kilowattheures